



ORDEN POR LA QUE SE DEROGA LA ORDEN ITC/3126/2005, DE 5 DE OCTUBRE, POR LA QUE SE APRUEBAN LAS NORMAS DE GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA GASISTA, Y SE APRUEBAN NUEVAS NORMAS DE GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA GASISTA

El Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, modificó el artículo 65 “Normas de Gestión Técnica del Sistema” de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, disponiendo un nuevo reparto de la competencia de las mismas entre la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC, en adelante) y el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Así, permanecen como competencia del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico las cuestiones relativas a: la garantía de suministro y el mantenimiento de las existencias mínimas de seguridad, los procedimientos de coordinación que garanticen la correcta explotación y mantenimiento de las instalaciones, el procedimiento sobre las medidas a adoptar en el caso de situaciones de emergencia y desabastecimiento, la calidad del gas y los requisitos de medida, y los procedimientos de control de las entradas y salidas de gas natural hacia o desde el sistema gasista nacional. Mientras, pasan a ser competencia de la CNMC los siguientes aspectos: el procedimiento de cálculo del balance diario de cada sujeto, el sistema de programaciones, nominaciones, renominaciones y repartos, el procedimiento de gestión y uso de las interconexiones internacionales, y las mermas y los autoconsumos.

Por ello, se hace imprescindible derogar la orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, por la que se aprueban las Normas de Gestión Técnica del Sistema gasista, y promulgar unas nuevas Normas de Gestión Técnica del Sistema gasista (NGTS) que regulen los aspectos del sistema gasista que continúan siendo competencia del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

En la sesión del Grupo de Trabajo del Comité de Seguimiento del Sistema Gasista para la actualización, revisión y modificaciones de las Normas y Protocolos de Gestión Técnica del Sistema Gasista, celebrada el 8 de febrero de 2022, éste acordó elevar al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico una propuesta de modificación de las NGTS que son competencia del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. En dicha propuesta, y en posteriores actualizaciones remitidas por este grupo, está basado el contenido de esta orden.

Por su parte, la CNMC, el 10 de noviembre de 2022 aprobó la Resolución por la que se establece la Normativa de Gestión Técnica del Sistema sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos, cuyo objeto es el contenido de las NGTS que son competencia de la CNMC.



Es de destacar que en la disposición transitoria cuarta de la Circular 2/2020, de 9 de enero, de la CNMC, por la que se establecen las normas de balance de gas natural, y en la disposición transitoria sexta de la Circular 8/2019, de 12 de diciembre, de la CNMC, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural, se dispuso que hasta el desarrollo de la normativa de gestión técnica del sistema que corresponda por la CNMC, será de aplicación lo establecido en las NGTS en todo aquello que no se oponga a lo dispuesto en las circulares.

Por tanto, se concluye que esta orden se dicta ante la necesidad de derogar la vigente Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, por la que se aprueban las NGTS, y aprobar el contenido de las referidas normas que son competencia de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

En relación con el principio de eficacia, esta orden ministerial es el instrumento necesario y adecuado al tener el mismo rango que la disposición que deroga. Asimismo, la orden cumple el principio de proporcionalidad al limitarse a modificar sólo las cuestiones imprescindibles para alcanzar los objetivos buscados. Igualmente, se ajusta al principio de seguridad jurídica, toda vez que la orden se aplicará a partir de su entrada en vigor.

Por su parte, con respecto al principio de eficiencia, las medidas reguladas en la presente orden sólo implican las cargas administrativas a las empresas inevitables e imprescindibles, como son las relativas a la identificación de los clientes protegidos.

Se cumple también el principio de transparencia, ya que la exposición de motivos define claramente los objetivos de la orden y su justificación. Por otra parte, la tramitación de la orden mediante el trámite de audiencia e información pública realizado a través de la página web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, conforme al artículo 26 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, ha permitido a los sujetos afectados presentar alegaciones a la propuesta.

En resumen, la concepción y tramitación de la orden cumple los principios de buena regulación enumerados en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, y se adecua al orden competencial, al dictarse al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.^a y 25.^a de la Constitución Española, que atribuye al Estado competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica, y de bases del régimen minero y energético, respectivamente.

La orden ha sido objeto de informe por parte de la CNMC, aprobado por su Pleno el....., para cuya elaboración se han tenido en cuenta las alegaciones formuladas en el trámite de audiencia efectuado a través del Consejo Consultivo de Hidrocarburos. El Consejo Consultivo de Hidrocarburos sigue ejerciendo sus funciones hasta la constitución del Consejo Consultivo de Energía de acuerdo con lo dispuesto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC.

En su virtud, dispongo:

Artículo 1. *Objeto.*



La presente orden tiene como objeto aprobar las Normas de Gestión Técnica del Sistema gasista (NGTS), que se recogen en el anexo.

Artículo 2. Ámbito de aplicación.

Las NGTS serán de aplicación al propio GTS, a todos los sujetos que accedan al mismo, a los titulares de las instalaciones gasistas y a los consumidores.

Estas normas se aplicarán en todas las instalaciones del sistema gasista español, definidas en el artículo 59 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

Disposición derogatoria única. Derogación normativa.

Queda derogada la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, por la que se aprueban las Normas de Gestión Técnica del Sistema gasista.

Disposición final primera. Autorización para la modificación de las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

Se autoriza a la Dirección General de Política Energética y Minas para modificar las NGTS que se aprueban por esta orden, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, a fin de mantener su estructura y contenido permanentemente actualizados, conforme a los cambios en el estado de la técnica y la normativa internacional. Toda resolución por la que se modifiquen esas normas deberá ser publicada en el «Boletín Oficial del Estado».

Disposición final segunda. Título competencial.

Esta orden se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.^a y 25.^a de la Constitución Española, que atribuye al Estado competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y de bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final tercera. Entrada en vigor.

La presente orden entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Madrid, a

LA VICEPRESIDENTA TERCERA DEL GOBIERNO Y MINISTRA
PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO

Teresa Ribera Rodríguez



ANEXO

Normas de Gestión Técnica del Sistema gasista (NGTS)

1	CAPÍTULO 1 «CONCEPTOS GENERALES».....	11
1.1	Objeto	11
1.2	Definiciones.....	11
1.3	Condiciones generales para el uso de las instalaciones.....	16
1.3.1	<i>Red de transporte.....</i>	<i>16</i>
1.3.2	<i>Red de distribución: presiones mínimas relativas de garantía en las redes de distribución.....</i>	<i>17</i>
1.3.3	<i>Plantas de Regasificación.....</i>	<i>18</i>
1.3.4	<i>Almacenamientos Subterráneos.....</i>	<i>18</i>
2	CAPÍTULO 2 «MEDICIÓN Y CALIDAD».....	19
2.1	Objeto	19
2.2	Glosario.....	20
2.3	Condiciones generales.....	20
2.3.1	<i>Criterios generales relativos a los sistemas y procedimientos de medición.....</i>	<i>21</i>
2.3.2	<i>Condiciones generales de recepción, entrega y calidad de gas.....</i>	<i>22</i>
2.3.3	<i>Condiciones generales para la medición y para la telemida.....</i>	<i>23</i>
2.3.4	<i>Derecho de acceso a las instalaciones de medida y su comprobación.....</i>	<i>23</i>
2.3.5	<i>Derecho de acceso a la información de la telemida.....</i>	<i>23</i>
2.3.6	<i>Derecho a instalar telemida en los equipos de medida de los puntos de conexión.</i>	<i>24</i>
2.3.7	<i>Disposiciones normativas y normas aplicables en medición, calidad y odorización de gas.</i>	<i>24</i>
2.3.8	<i>Manuales de operación y protocolos de medición.....</i>	<i>24</i>
2.4	Equipos de medición y análisis de calidad del gas.....	25
2.4.1	<i>Titularidad.....</i>	<i>25</i>
2.4.2	<i>Puntos del Sistema Gasista que deben poseer equipos de análisis de calidad del gas.</i>	<i>25</i>
2.4.3	<i>Puntos del sistema gasista cuyos equipos de medición y análisis deben contar con telemida.....</i>	<i>26</i>
2.4.4	<i>Características y especificaciones técnicas de los equipos de medida.....</i>	<i>26</i>
2.4.5	<i>Características y especificaciones técnicas de los equipos de análisis.....</i>	<i>33</i>



2.5	Análisis de la calidad del gas.....	34
2.5.1	<i>Responsabilidad de los agentes.....</i>	<i>34</i>
2.5.2	<i>Especificaciones de calidad del gas.....</i>	<i>36</i>
2.5.3	<i>Criterios generales para el procedimiento de análisis de la composición del gas.</i>	<i>38</i>
2.5.4	<i>Cambio de la calidad del gas en los conversores PTZ/computadores de caudal....</i>	<i>38</i>
2.6	Medición del gas.....	39
2.6.1	<i>Responsables de la medida del gas vehiculado.....</i>	<i>39</i>
2.6.2	<i>Procedimientos de medición en puntos del sistema gasista.....</i>	<i>40</i>
2.6.3	<i>Conversión de unidades de volumen y masa a energéticas.....</i>	<i>41</i>
2.6.4	<i>PCS aplicable a consumidores conectados a redes de transporte.....</i>	<i>44</i>
2.6.5	<i>PCS aplicable a consumidores conectados a redes de distribución.....</i>	<i>44</i>
2.6.6	<i>Información a publicar sobre el factor de conversión.</i>	<i>46</i>
2.6.7	<i>Calendario de medidas.....</i>	<i>47</i>
2.6.8	<i>Controles a las medidas diarias provisionales en los puntos PCTG, PCLD, PCTD, PCDD y PCDG.....</i>	<i>48</i>
2.7	Control metrológico de las instalaciones de medida.....	49
2.7.1	<i>Responsabilidad de los agentes.....</i>	<i>49</i>
2.7.2	<i>Requisitos generales.....</i>	<i>49</i>
2.7.3	<i>Verificaciones metrológicas periódicas de los equipos de medida.</i>	<i>51</i>
2.7.4	<i>Comprobaciones extraordinarias a petición de parte.....</i>	<i>54</i>
2.8	Regularización de lecturas y mediciones.....	54
2.9	Odorización del gas.....	55
2.9.1	<i>Responsabilidad de los agentes.....</i>	<i>55</i>
2.9.2	<i>Requisitos de los odorizantes.....</i>	<i>56</i>
2.9.3	<i>Criterios generales para la odorización.</i>	<i>56</i>
3	CAPÍTULO 3 «BUQUES».....	58
3.1	Inspección de buques.	58
3.2	Estudios de compatibilidad.....	59
3.3	Atraque seguro e instalaciones de descarga.	59
3.4	Autorizaciones y Servicios Portuarios.	59
3.5	Determinación de energía descargada/cargada transferida desde/a buques en plantas de regasificación.....	59
3.5.1	<i>Criterios generales.....</i>	<i>60</i>
3.5.2	<i>Consideraciones sobre la posición del buque para el inicio de la operación de carga o descarga.....</i>	<i>62</i>



3.5.3	<i>Operación de purga de gas inerte (gassing-up) y puesta en frío de buques (cooling down)</i>	62
3.5.4	<i>Determinación del nivel de líquido en los tanques</i>	63
3.5.5	<i>Determinación de la masa/volumen del GNL y vapor mediante medidores de flujo</i>	64
3.5.6	<i>Determinación de la temperatura del líquido y del vapor de GNL en los tanques.</i>	64
3.5.7	<i>Determinación de la presión</i>	65
3.5.8	<i>Determinación de la calidad del GNL</i>	65
3.5.9	<i>Cálculos</i>	67
4	CAPÍTULO 4 «OPERACIÓN NORMAL DEL SISTEMA»	105
4.1	Consideraciones generales sobre la utilización y funcionamiento del sistema.	105
4.2	Operación normal del sistema.	106
4.3	Publicación de información sobre la Operación Normal del sistema.	108
4.4	Desbalances individuales.	109
4.5	Medidas a adoptar por el usuario ante una previsión de desbalance.	109
4.6	Seguimiento del sistema.	110
5	CAPÍTULO 5 «OPERACIÓN DEL SISTEMA EN SITUACIÓN EXCEPCIONAL»	111
5.1	Objeto.	111
5.2	Consideraciones generales.	111
5.3	Información a suministrar para prevenir y resolver las Situaciones de Operación Excepcional.	113
5.4	Evaluación previa de la SOE.	114
5.5	Coordinación de la operación del sistema en SOE.	115
5.5.1	<i>Instrucciones operativas del GTS de carácter temporal</i>	116
5.6	Medidas a adoptar en SOE.	116
5.7	Retorno a la situación de operación normal.	117
6	CAPÍTULO 6 «NIVELES DE CRISIS DEL SISTEMA Y PLAN DE EMERGENCIA»	119
6.1	Objeto.	119
6.2	Consideraciones generales.	119
6.3	Cientes Protegidos.	120
6.4	Información a suministrar para prevenir y resolver los niveles de crisis.	121



6.5	Gestor de Crisis y Grupo de Gestión de Crisis.....	122
6.6	Nivel de Alerta Temprana.....	122
6.6.1	<i>Medidas a adoptar en nivel de Alerta Temprana.....</i>	<i>123</i>
6.7	Nivel de Alerta.....	123
6.7.1	<i>Medidas a adoptar en nivel de Alerta.....</i>	<i>124</i>
6.8	Nivel de Emergencia.....	125
6.8.1	<i>Medidas a adoptar en Nivel de Emergencia.....</i>	<i>126</i>
6.8.2	<i>Evaluación de la Emergencia.....</i>	<i>128</i>
6.9	Planes de emergencia.....	128
6.9.1	<i>Plan de emergencia de transportistas y distribuidores.....</i>	<i>128</i>
6.9.2	<i>Plan de emergencia de usuarios y consumidores directos en mercado.....</i>	<i>129</i>
6.10	Disponibilidad de la información en el SL-ATR.....	129
6.11	Comunicación en situaciones de crisis.....	130
6.12	Planes de restricción de consumos.....	131
6.12.1	<i>Restricciones a los consumos superiores a 15 GWh/año de clientes no protegidos.....</i>	<i>132</i>
6.12.2	<i>Restricciones a los consumos iguales o inferiores a 15 GWh/año de clientes no protegidos.....</i>	<i>133</i>
6.13	Procedimiento de comunicación de orden de interrupción a consumidores.....	133
6.13.1	<i>Comunicación de la orden de interrupción a consumidores superiores a 15 GWh/año.....</i>	<i>133</i>
6.13.2	<i>Comunicación de la orden de interrupción a consumidores iguales o inferiores a 15 GWh/año.....</i>	<i>134</i>
6.13.3	<i>Comunicaciones durante el periodo de interrupción.....</i>	<i>134</i>
6.14	Ejercicios de simulacro de emergencia.....	135
7	CAPÍTULO 7 «PLAN DE MANTENIMIENTO».....	142
7.1	Objeto.....	142
7.2	Mantenimientos e intervenciones.....	142
7.3	Planificación de mantenimiento.....	142
7.4	Repercusiones del plan de mantenimiento.....	142
7.5	Información proporcionada sobre el plan de mantenimiento al resto de los sujetos.....	143
7.6	Modificaciones del plan de mantenimiento.....	143
8	CAPÍTULO 8 «MECANISMOS DE COMUNICACIÓN».....	145



8.1	Objetivo.....	145
8.2	Requisitos generales de los procedimientos de comunicación.....	145
8.3	Mecanismos de comunicación para el intercambio de señales operativas entre los titulares de las instalaciones del sistema gasista, y entre estos y el GTS.	145
	<i>8.3.1 Puntos del sistema en los que deben facilitarse señales básicas de operación (SBO).</i>	<i>146</i>
	<i>8.3.2 Responsabilidad de los titulares de las instalaciones.</i>	<i>146</i>
	<i>8.3.3 Sistemas de comunicación entre los centros de control de los titulares de instalaciones y entre éstos y el GTS.</i>	<i>147</i>
	<i>8.3.4 Requisitos de los centros de control de los titulares de las instalaciones.</i>	<i>147</i>
	<i>8.3.5 Procedimiento de interconexión entre centros de control.</i>	<i>147</i>
	<i>8.3.6 Señales básicas de operación.....</i>	<i>148</i>
	<i>8.3.7 Indisponibilidad de señales.....</i>	<i>148</i>
8.4	Mecanismos de comunicación de soporte a la gestión del ciclo completo del gas.	149
8.5	Revisiones y reclamaciones.	149
	<i>8.5.1 Estado de las reclamaciones.</i>	<i>150</i>
	<i>8.5.2 Plazo de reclamaciones.</i>	<i>150</i>
	<i>8.5.3 Reasignación de reclamaciones.</i>	<i>150</i>
	<i>8.5.4 Rechazo de reclamaciones.</i>	<i>150</i>
	<i>8.5.5 Ampliación de reclamaciones.</i>	<i>151</i>
	<i>8.5.6 Responsables de la tramitación y gestión de las revisiones/ reclamaciones.</i>	<i>151</i>
	<i>8.5.7 Revisiones y reclamaciones a las emisiones.</i>	<i>151</i>
	<i>8.5.8 Revisiones y reclamaciones a la medida.....</i>	<i>153</i>
	<i>8.5.9 Reclamaciones a la calidad de gas.....</i>	<i>153</i>
8.6	Publicación de información.	154
9	CAPÍTULO 9 «PREDICCIÓN DE LA DEMANDA».....	156
9.1	Clasificación de la demanda de gas.....	156
	<i>9.1.1 Clasificación de la demanda en función del tipo de consumidores.</i>	<i>156</i>
	<i>9.1.2 Clasificación de la demanda en período invernal.....</i>	<i>156</i>
9.2	Objeto de la Predicción de la Demanda.	156
9.3	Sistemas de predicción de la demanda.	157
	<i>9.3.1 Predicción para horizonte estratégico a medio/ largo plazo.....</i>	<i>157</i>
	<i>9.3.2 Predicción para la operación a corto plazo.</i>	<i>157</i>
9.4	Datos históricos.	157



10	CAPÍTULO 10 «CRITERIOS DE DEFINICIÓN DEL GRADO DE UTILIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES»	159
10.1	Objeto	159
10.2	Estaciones de regulación y/o medida (ERM/EM)	159
10.2.1	<i>Variables a considerar</i>	159
10.2.2	<i>Capacidad de ERM/EM</i>	159
10.2.3	<i>Saturación de ERM/EM</i>	159
10.2.4	<i>Infrautilización de ERM/EM</i>	162
10.2.5	<i>Informe de propuestas de adecuación de ERM/EM</i>	164
10.2.6	<i>Seguimiento mensual de ERM/EM</i>	168
10.3	Cargaderos de Cisternas	169
10.3.1	<i>Capacidad de Cargaderos Cisternas</i>	169
10.3.2	<i>Definición de los criterios de saturación de Cargaderos de Cisternas</i>	170
10.3.3	<i>Determinación del grado de saturación</i>	170
10.3.4	<i>Actuaciones a realizar en caso de cargaderos de cisternas saturadas/infrautilizadas</i>	171
10.3.5	<i>Análisis de las infraestructuras</i>	171
10.3.6	<i>Análisis del estado actual de funcionamiento de los cargaderos de cisternas</i>	172
10.3.7	<i>Análisis del estado futuro de funcionamiento de los cargaderos de cisternas</i>	172
10.3.8	<i>Informe destinos satélite monocliente</i>	172
11	CAPÍTULO 11 «NUEVAS INSTALACIONES EN EL SISTEMA GASISTA»	175
11.1	Objeto	175
11.2	Requisitos generales para la integración de nuevas instalaciones en el sistema gasista	175
11.3	Criterios de viabilidad para proyectos de inyección de otros gases	175
11.4	Definición de acciones a realizar en caso de proyectos con fecha de puesta en marcha anterior al 31 de diciembre del año siguiente	175
11.5	Definición de acciones a realizar en caso de proyectos con fecha de puesta en marcha posterior al 31 de diciembre del año siguiente	176
11.6	Análisis de integración de la inyección de otros gases	176
11.7	Adaptación de los Sistemas de la Información	176
12	CAPÍTULO 12 «PROPUESTAS DE ACTUALIZACIÓN, REVISIÓN Y MODIFICACIÓN DE NGTS»	180
12.1	Objeto	180



12.2	Funciones del Comité de Gestión Técnica.....	180
12.3	Composición del Comité de Gestión Técnica.	181
12.3.1	<i>Elección de los miembros permanentes elegidos por votación.....</i>	<i>182</i>
12.3.2	<i>Funcionamiento del Comité de Gestión Técnica.....</i>	<i>183</i>
12.3.3	<i>Proceso de elaboración de propuestas de modificación de NGTS.....</i>	<i>184</i>
12.3.4	<i>Funcionamiento de los subgrupos de redacción.....</i>	<i>185</i>



1 Capítulo 1 «Conceptos generales»

1.1 Objeto

Las Normas de Gestión Técnica del Sistema gasista (NGTS) tienen por objeto fijar los procedimientos y mecanismos para la gestión técnica del sistema, en relación con los procesos de medición, calidad de gas y seguridad de suministro, coordinando la actividad de todos los sujetos o agentes que intervienen en el sistema para garantizar el correcto funcionamiento técnico del sistema gasista y la continuidad, calidad y seguridad del suministro de gas natural, respetando, en todo caso, los principios de objetividad, transparencia y no discriminación.

Lo dispuesto en estas normas para el gas natural será aplicable a los gases combustibles definidos en los apartados 1 y 3 del artículo 54 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos. En lo que aplique exclusivamente a estos gases distintos del gas natural, esta norma se referirá a ellos como “otros gases”.

1.2 Definiciones

A efectos de la presente normativa se consideran las siguientes definiciones, además de las ya recogidas en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, y las normas que la desarrollan; la Circular 2/2020, de 9 de enero, de la CNMC, por la que se establecen las normas de balance de gas natural; la Circular 8/2019, de 12 de diciembre, de la CNMC, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural; y la Circular 3/2017, de 22 de noviembre, de la CNMC, relativa a los mecanismos de asignación de capacidad a aplicar en las conexiones internacionales por gasoducto con Europa:

- **Gestor de red independiente.**

Empresa que gestiona instalaciones de la red troncal de las que no es propietaria y está autorizada para la construcción, operación y mantenimiento de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 63 quáter de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.

- **Gestor de red de transporte.**

Empresa autorizada para la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de la red troncal y certificadas de acuerdo con el procedimiento establecido en el artículo 63 bis de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.

Asimismo, tienen consideración de gestores de red de transporte los gestores de red independientes

- **Mecanismo de comunicación.**

Canal para realizar los procesos y enviar información necesaria (incluyendo cualquier notificación, envío de información, confirmación, petición, aprobación o aceptación relacionadas con los procesos) en el sistema gasista.

- **Operación del sistema gasista.**

Proceso de aplicación de las NGTS y demás requisitos, reglas y procedimientos de operación establecidos para permitir el correcto funcionamiento del sistema según criterios de eficacia, eficiencia, transparencia, seguridad y mejor servicio al cliente



- **Bunkering.**

Operación de carga de Gas Natural Licuado (GNL) en un buque para emplearlo como combustible en el transporte marítimo, o para su posterior venta como combustible de buque.

- **Early departure.**

Salida temprana del buque de la planta de regasificación por circunstancias logísticas del buque.

- **Punto de conexión de la red de transporte con gasoductos de transporte de otros países y puntos de interconexión virtual (PCI).**

Punto del sistema gasista por el que sale o entra gas de la red de transporte ubicada en el territorio español a otra red de gasoductos de transporte de otros países.

- **Punto de conexión de la red de transporte con almacenamiento virtual de balance (PCAS).**

Punto del sistema gasista por el que sale o entra gas de la red de transporte a un almacenamiento subterráneo.

- **Punto de conexión de la red de transporte con el tanque virtual de balance (PCPR).**

Punto del sistema gasista que conecta una planta de regasificación con la red de transporte.

- **Punto de conexión de la red de transporte con yacimientos (PCY).**

Punto del sistema gasista por el que entra gas desde un yacimiento a la red de transporte.

- **Punto de conexión de la red de transporte con inyección de otros gases (PCTG).**

Punto del sistema gasista por el que entra gas desde una planta de producción de otros gases a la red de transporte.

- **Punto de conexión de redes de transporte de distintos operadores (PCTT).**

Punto que conecta gasoductos de transporte de dos titulares diferentes.

- **Punto de conexión de la red de transporte con líneas directas o consumidores finales (PCLD)**

Punto que conecta una infraestructura de la red de transporte con una línea directa o consumidor final.

- **Punto de conexión de la red de transporte con redes de distribución (PCTD).**

Punto que conecta una infraestructura de la red de transporte con una infraestructura de la red de distribución considerando ambos sentidos.

- **Punto de conexión de redes de distribución de distintos operadores (PCDD).**

Punto que conecta gasoductos de distribución de dos titulares diferentes.

- **Punto de conexión de la red de distribución con inyección de otros gases (PCDG).**



Punto del sistema gasista por el que entra gas desde una planta de producción de otros gases a la red de distribución. Se incluirá tanto la inyección directa en red de distribución, como la inyección en planta satélite conectada a red de distribución.

- **Punto de carga y descarga de GNL en el tanque virtual de balance (PCDB).**

Punto del sistema gasista por el que entra GNL a una planta de regasificación de GNL desde un buque, o por el que se carga GNL desde planta a buque, o el trasvase de GNL entre buques, o la puesta en frío de buques.

- **Punto de carga de GNL a cisternas en plantas de regasificación (PCCC).**

Punto del sistema gasista por el que sale GNL desde un tanque o desde un buque de una planta de regasificación hacia una cisterna /contenedor.

- **Punto de suministro.**

Cualquier punto por el que el gas procedente del sistema entra en las instalaciones del consumidor final del gas.

Según puedan condicionar la operación normal de la red a la que está conectados, éstos se clasifican de la siguiente forma:

- Todos los puntos de suministro conectados a redes de presión superior a 16 bar con caudales horarios contratados iguales o superiores a 25.000 m³ (n)/h.
- Aquellos otros puntos de suministro conectados a redes de presión superior a 16 bar que, por su consumo, tipo o ubicación en la red puedan condicionar la operación normal de las redes a las que estén conectados. Estos últimos puntos de suministro serán definidos anualmente por el GTS con la información de transportistas y distribuidores y comunicados a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC, en adelante) y a la Dirección General de Política Energética y Minas.

- **Plantas satélites monocliente.**

Aquellas que alimentan a un único consumidor final.

- **Plantas satélites de distribución.**

Aquellas que alimentan a una o varias redes de distribución.

- **Calibración.**

Proceso por el que se establecen las condiciones especificadas, la relación entre los valores de una magnitud indicados por un instrumento de medida o un sistema de medida, o los valores representados por una medida materializada o por un material de referencia, y los valores correspondientes de esa magnitud realizados por patrones.

- **Comprobación.**

Proceso de revisión del correcto funcionamiento de las líneas donde se han contrastado únicamente las condiciones de operación de presión y temperatura, asegurando que los errores quedan dentro de los máximos permitidos.

- **Confirmación metrológica.**



Proceso por el que se asegura que el instrumento o sistema de medida es conforme a los requisitos correspondientes a su uso previsto, según establezcan la normativa de control metrológico del Estado y, en su caso, las normas técnicas aplicables.

Incluye la calibración y verificación, cualquier ajuste o reparación necesario, y la subsiguiente recalibración, la comparación con requisitos metrológicos del uso previsto del equipo, así como cualquier sellado y etiquetado requerido.

- **Cuenta de Balance Operativa u Operational Balancing Account (OBA).**

Cuenta en la que se acumulan cantidades de gas/GNL determinadas por la diferencia entre la cantidad total medida en el punto de conexión que corresponda y la suma de los repartos de los usuarios en dicho punto de conexión.

- **Medición.**

Proceso de determinación de la cantidad del gas/GNL que ha transitado por los puntos del sistema gasista.

- **Análisis.**

Proceso de determinación de la composición del gas/GNL que ha transitado por los puntos del sistema gasista.

- **Reparación/ajuste.**

Acción tomada sobre un equipo de medida cuya verificación ha resultado no conforme, con objeto de convertirlo en aceptable para su utilización prevista.

- **Sistema Logístico de Acceso de Terceros a las Redes (SL-ATR).**

Sistema de información y comunicación entre los distintos sujetos del sistema gasista, que sirve de soporte a la gestión del ciclo completo de gas: establecimiento de garantías, contratación, programaciones y nominaciones, mediciones, repartos, balances y liquidaciones.

- **Verificación.**

Proceso por el que se comprueba que un instrumento o sistema de medida, sometido a control metrológico legal, mantiene las características metrológicas establecidas en la reglamentación específica aplicable, antes de finalizar el período de tiempo que en ésta se encuentre establecido.

- **Revisión.**

Proceso de comprobación de la información enviada por parte del responsable correspondiente, que puede resultar en una modificación o no de la misma.

- **Reclamación.**

Comunicación por parte de un sujeto afectado de la no conformidad con la información comunicada, previamente enviada por el responsable correspondiente, o con la información procesada/calculada por el SL-ATR.

- **Capacidad nominal.**



Es la capacidad máxima de una instalación, que estará autorizada por la autoridad competente correspondiente. Esta establece la capacidad utilizable en operación normal, sin incluir los equipos de emergencia o reserva, y sin considerar los posibles márgenes operacionales y restricciones que puedan derivarse de las características de las instalaciones a las que está conectada.

- **Capacidad operativa.**

Es la capacidad nominal de una instalación considerando los posibles márgenes operacionales y restricciones, limitaciones o congestiones físicas que puedan derivarse de las características de las instalaciones a las que está conectada.

- **Capacidad mínima de operación.**

Es la capacidad por debajo de la cual no puede utilizarse la instalación de forma continuada en el tiempo, al no estar garantizada la fiabilidad y la seguridad operativa de los equipos y de la propia instalación, ni el cumplimiento de los requisitos medioambientales.

- **Capacidad útil de una instalación.**

Es la capacidad nominal menos la capacidad mínima de operación, en caso de existir esta última. En el caso de un almacenamiento subterráneo, será la capacidad nominal menos la capacidad ocupada por el gas colchón que no puede ser extraída mediante medios mecánicos.

- **Capacidad disponible.**

Es la diferencia entre la capacidad útil y la capacidad contratada.

- **Capacidades de inyección y extracción de un almacenamiento subterráneo.**

Caudales de gas natural que consigue vehicular la instalación cuando realiza las acciones de inyectar o extraer gas del almacenamiento subterráneo, respectivamente.

- **Existencias útiles de un almacenamiento subterráneo.**

Volumen de gas contenido en la capacidad útil del almacenamiento subterráneo. El gas útil es la diferencia entre las existencias totales de gas contenidas en el almacenamiento y el gas colchón.

- **Gas colchón de un almacenamiento subterráneo.**

Volumen de gas contenido en el almacenamiento subterráneo que es necesario para poder extraer el gas a la presión de diseño del gasoducto al que se conecta el almacenamiento.

- **Indisponibilidad de una instalación.**

Cualquier situación de limitación total o parcial del funcionamiento de alguna instalación del sistema gasista, ya sea motivada por mantenimientos, puesta en marcha de infraestructuras, o por una emergencia, fuerza mayor, caso fortuito o cualquier otra circunstancia.

- **Nivel de existencias en la red de transporte o line-pack.**

Es la cantidad de gas almacenado en la red de transporte.

- **Presión máxima de diseño de gasoductos.**



Presión máxima de trabajo para la que ha sido diseñado un gasoducto.

- **Presiones relativas mínimas de garantía en los puntos de conexión de la red de transporte.**

Presiones mínimas garantizadas en condiciones normales de operación en los puntos de conexión de redes de transporte.

- **Presiones relativas mínimas de garantía en los puntos de suministro de la red de distribución.**

Presiones mínimas garantizadas en condiciones normales de operación en los puntos de conexión de redes de distribución.

- **Protocolo de medición.**

Conjunto de procedimientos y especificaciones técnicas según las cuales se realizan las medidas y análisis del gas, así como, entre otros, los controles y confirmación metrológica de las instalaciones de medición.

- **Nivel mínimo operativo de las plantas de regasificación. Talones de planta.**

Volumen de GNL contenido en la capacidad mínima de operación de los tanques.

- **Gas de operación o autoconsumo.**

Gas necesario para el correcto funcionamiento de los equipos e instalaciones del sistema gasista.

1.3 Condiciones generales para el uso de las instalaciones

1.3.1 Red de transporte.

Los titulares de las infraestructuras aportarán una cantidad de gas de su propiedad con el objeto de constituir el nivel de llenado de los gasoductos o valor de referencia de existencias en la red de transporte.

La cantidad aportada al nivel de llenado de los gasoductos o valor de referencia de existencias no podrá ser utilizada por los titulares de las instalaciones. El alcance y la periodicidad de las programaciones de gas para el nivel de llenado se realizará conforme a lo establecido en la Resolución de 12 de julio de 2023, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se desarrolla el procedimiento de compra de gas de operación y gas destinado a nivel mínimo de llenado o norma que la sustituya.

1.3.1.1 Presiones mínimas de garantía en la red de transporte:

La red básica de gasoductos de transporte debe dimensionarse de tal forma que se pueda mantener una presión mínima de 40 bar.

Las presiones mínimas en condiciones normales de operación en los puntos de conexión con redes de transporte existentes y de nueva construcción serán las acordadas, de forma transparente y no discriminatoria, entre las partes en función de la ubicación del punto de conexión.

Con carácter general las presiones mínimas garantizadas en los puntos de conexión con redes de transporte existentes y de nueva construcción serán las siguientes:



- Puntos de conexión a gasoductos de transporte básico, de líneas directas y de redes de distribución que tengan por objeto llevar el gas a un solo consumidor final: 16 bar;
- Puntos de conexión a gasoductos de transporte básico de otros gasoductos de transporte básico o secundario:
- Si el punto de conexión se encuentra situado dentro de una red mallada: 40 bar.
- Si el punto de conexión es en una red lineal a partir de una red mallada con un único sentido de flujo: 30 bar.
- Puntos de conexión a gasoductos de transporte secundario: 16 bar.

Cuando en alguna zona de la red básica se alcanzasen o se previese que se pueden alcanzar las presiones mínimas establecidas en este apartado, se actuará de la siguiente manera:

- El operador lo pondrá en conocimiento del GTS.
- El GTS analizará la situación y, en su caso, declarará los gasoductos afectados como saturados, proponiendo las medidas correctoras necesarias que incluirán propuestas para la planificación obligatoria.
- Se podrán aplicar, en coordinación con la CNMC y en base a su normativa técnica, medidas restrictivas a nuevas contrataciones o incrementos de las existentes.
- En función de lo anterior, quedará en suspenso la obligatoriedad de cumplir con las presiones mínimas garantizadas en condiciones normales de operación hasta la entrada en servicio de las medidas correctoras propuestas.

En cualquier caso, el operador de la red de transporte informará, de forma transparente y no discriminatoria, a los clientes con consumos superiores a 100 GWh/año y al GTS de los niveles de presión que puede garantizar en las distintas zonas de red.

1.3.2 Red de distribución: presiones mínimas relativas de garantía en las redes de distribución.

Las presiones mínimas en los puntos de suministro en las redes de distribución del gas natural, por debajo de las cuales se considerará interrupción de suministro, son las siguientes:

- 18 mbar relativos si están situados en una red de presión no superior a 0,05 bar.
- 50 mbar relativos si están situados en una red de presión superior a 0,05 bar y hasta 0,4 bar.
- 0,4 bar relativos si están situados en una red de presión superior a 0,4 bar y hasta 4 bar.
- 3 bar relativos si están situados en una red de presión superior a 4 bar y hasta 16 bar.
- 16 bar relativos si están situados en una red de presión superior a 16 bar.



En caso de que un usuario necesite presiones de suministro por encima de las establecidas en cada rango, se llegará a acuerdos particulares entre las partes, sobre bases objetivas, transparentes y no discriminatorias.

El operador de la red de distribución informará, de forma transparente y no discriminatoria, a los clientes con consumos superiores a 100 GWh/año y al GTS de los niveles de presión que puede garantizar en las distintas zonas de red.

1.3.3 Plantas de Regasificación

Los operadores de las plantas de regasificación aportarán una cantidad de GNL de su propiedad con el objeto de constituir el nivel mínimo operativo (gas talón) de los tanques de GNL de las plantas de regasificación. La cantidad aportada al nivel mínimo de llenado permanecerá inmovilizada en el seno de plantas, sin que los operadores puedan hacer uso de ella, salvo en el caso de que la planta se vea obligada a quemar, ventear o inyectar ese gas por razones operativas, al encontrarse con un nivel de GNL en sus tanques igual al valor de sus talones. Su valor depende de las características constructivas de cada tanque y será acreditado por los titulares de las instalaciones en base a sus características técnicas.

El alcance y la periodicidad de las programaciones de gas para el nivel mínimo operativo de los tanques de GNL se realizará conforme a lo establecido en la Resolución de 12 de julio de 2023, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se desarrolla el procedimiento de compra de gas de operación y gas destinado a nivel mínimo de llenado o norma que la sustituya.

1.3.4 Almacenamientos Subterráneos

Los titulares de las infraestructuras aportarán una cantidad de gas de su propiedad con el objeto de constituir el nivel mínimo operativo de los almacenamientos (gas colchón).

La cantidad aportada al nivel operativo de llenado permanecerá inmovilizada en el seno del almacenamiento, sin que los titulares puedan hacer uso de ella.

El alcance y la periodicidad de las programaciones de gas para el nivel mínimo operativo se realizará conforme a lo establecido en la Resolución de 12 de julio de 2023, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se desarrolla el procedimiento de compra de gas de operación y gas destinado a nivel mínimo de llenado o norma que la sustituya.



2 Capítulo 2 «Medición y Calidad»

2.1 Objeto

El presente capítulo tiene como objeto desarrollar conceptos y procedimientos relacionados con la medición, la calidad y la odorización del gas natural y de otros gases.

En este capítulo se establecen los límites de calidad en términos de presión y otras características del gas entregado y del que se debe entregar. Adicionalmente se establecen los requisitos mínimos de los sistemas para la medición y el análisis de la calidad del gas en cada caso.

Asimismo, establecerá los siguientes procedimientos y métodos estándares:

- Procedimiento de cálculo para medida y análisis.
- Procedimiento en caso de anomalías en los equipos de medida o análisis.
- Procedimiento de confirmación metrológica de equipos de medida y análisis.
- Procedimiento de precintado de equipos de medida y análisis.
- Procedimiento para realizar las regularizaciones.
- Procedimiento de mantenimiento de los equipos y sistemas de medición y análisis.

El objeto de las mediciones es determinar la cantidad y calidad de los flujos de gas en todos aquellos puntos del sistema gasista en que sea legalmente preceptivo o se considere necesario, a fin de efectuar de forma precisa y correcta las siguientes funciones y actividades:

- La supervisión y gestión eficiente y transparente de control integral de la operación del sistema gasista.
- Los repartos y balances a los que se refiere la Resolución, de 10 de noviembre de 2022, de la CNMC, por la que se establece la normativa de gestión técnica del sistema sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos.
- La facturación de las entregas de gas efectuadas entre los sujetos que operan en el sistema, si procede.
- La facturación de los suministros efectuados a consumidores finales por parte de comercializadores.
- La facturación de los servicios de ATR (acceso de terceros a las instalaciones gasistas) prestados por los titulares de las instalaciones que componen el sistema a los usuarios de estos.

A este fin, el alcance de este capítulo se hace extensivo a todos aquellos aspectos exigibles a los equipos de medida y los procedimientos de medición, así como a aquellos relacionados con el control metrológico establecido en el Real Decreto 244/2016, de 3 de junio, por el que se desarrolla la Ley 32/2014, de 22 de diciembre, de Metrología, así como la Orden ICT/155/2020, de 7 de febrero, por la que se regula el control metrológico del Estado de



determinados instrumentos de medida. En caso de no existir legislación específica al respecto se cumplirá con la norma UNE correspondiente.

Además, para poder efectuar el necesario seguimiento, se realizarán mediciones y análisis para determinar la cantidad y calidad del gas transportado, regasificado, descargado, distribuido o almacenado por las instalaciones correspondientes. Se mantendrá un registro histórico de resultados de mediciones y análisis durante cuatro años.

2.2 Glosario.

Se consideran las definiciones recogidas en el capítulo 1 y, en lo referente al control metrológico, las contenidas en el Real Decreto 244/2016, de 3 de junio, y en la Orden ICT/155/2020, de 7 de febrero

Las unidades de medida empleadas son:

- La unidad volumétrica para GNL será el m³ de GNL;
- La unidad volumétrica para fase gaseosa será el m³(n), en condiciones normales de presión y temperatura;
- La unidad energética será el kWh;
- La unidad másica será el kg;
- Las capacidades de entrada y salida se expresarán en kWh/h o kWh/día, en m³ de GNL/h, m³(n)/h, m³(n)/día, millardos de m³(n)/año (bcm/año) y kg/h;
- La capacidad de almacenamiento se expresará en kWh, m³(n), y la capacidad almacenada en kWh y en m³(n);
- La unidad de presión es el bar;
- La unidad de temperatura es el °C;
- Las condiciones de referencia se establecen en 0°C y 1,01325 bar;
- Para las características de índice de Wobbe, PCS, densidad relativa al aire, densidad, se utilizará la nomenclatura y símbolos marcados en la norma UNE -EN - ISO 6976;

Estas unidades serán de uso obligatorio para todos los procesos asociados a la medición y calidad.

La pureza del hidrógeno se establece en mol %, en base seca y/o en condiciones actuales de entrada en la red o en las condiciones de referencia.

2.3 Condiciones generales.

Todas las obligaciones y responsabilidades asociadas al correcto funcionamiento y control metrológico de los equipos e instalaciones de medición, análisis y odorización, así como aquellas relacionadas con su mantenimiento, reparación y/o sustitución en su caso, junto con la seguridad exigible para los equipos e instalaciones involucradas, corresponderán y serán asumidas por los titulares de estos, según lo establecido en la normativa legal vigente.



2.3.1 Criterios generales relativos a los sistemas y procedimientos de medición.

Los criterios generales que reglarán la elaboración de este capítulo y cualquier sistema y procedimiento de medición que se desarrolle serán los siguientes:

- La instalación de medida contará con los equipos necesarios para la correcta medida de la cantidad entregada y, en su caso, de la calidad del gas.
- Por lo general, las instalaciones de medida no dispondrán de los equipos para la determinación de las características del gas entregado. En este caso, los parámetros necesarios para establecer la calidad se obtendrán de otro punto del sistema, aceptado por los sujetos involucrados, que sí disponga de este tipo de equipos y que esté recibiendo gas de calidad igual o similar y que cuente con los equipos pertinentes.
- Sólo serán válidos los equipos y procedimientos de medida y determinación de la calidad que estuvieran expresamente referenciados en este capítulo y, en caso de no estarlo, podrá ser acordado entre las partes.
- Para efectuar la conversión de la unidad de medida de los contadores volumétricos que carezcan de equipo de conversión, m³, a la unidad de medida establecida en las tarifas y peajes, kWh, se utilizará un coeficiente, que deberá tener en cuenta las condiciones de medida del punto de suministro y el poder calorífico superior (PCS) en fase gas en condiciones de referencia. Dichos coeficientes deberán detallarse en la facturación y en las tarifas y peajes como variables que sirven de base para el cálculo de las cantidades resultantes. A estos efectos el GTS deberá comunicar diariamente a las empresas distribuidoras y comercializadoras los coeficientes a aplicar a los clientes en las distintas zonas geográficas, así como la justificación de los mismos. El GTS publicará la información del PCS y factores de conversión y corrección aplicables a los consumidores para cada municipio.
- En relación con la instalación de los equipos de medida, su mantenimiento y cualquier operación relacionada con ellos, se respetará en todo momento la normativa de seguridad aplicable, así como la correspondiente y exigible en las instalaciones en que tales equipos estuviesen situados.
- Los sistemas y equipos de medida y análisis de calidad estarán sujetos a las verificaciones establecidas por la legislación de control metrológico, para comprobar que se mantienen sus características metrológicas dentro de los niveles de exactitud y fiabilidad establecidos. En caso de que no exista legislación al respecto y no se contemple en el presente capítulo, siempre se deberá acordar entre los sujetos interconectados el alcance y frecuencia de las verificaciones.
- El titular de la instalación de medida deberá disponer de los equipos de telemedida correspondientes cuando su nivel de consumo o características de la red a la que se encuentre conectado lo haga necesario según la legislación vigente. Los equipos de telemedida deberán ser compatibles con los sistemas de gestión de telemedida del distribuidor y/o transportista, permitiendo así la comunicación para transmisión de datos al mismo.



- Las instalaciones de medida dotadas de un sistema de telemedida permitirán la visualización de los parámetros de entrega de gas en campo y desde el centro gestor de telemedida del distribuidor y/o transportista que entrega gas a esas instalaciones.
- Para la determinación de las cantidades y calidades finales entregadas, confirmación metrológica de los sistemas de medida o cualquier otra comprobación que pudiera acordarse, los sujetos del sistema podrán designar sus representantes respectivos, los cuales actuarán en nombre de sus correspondientes empresas y de acuerdo con lo establecido en la normativa técnica correspondiente.
- Los sujetos afectados notificarán, de forma escrita, a los restantes sujetos implicados la designación de sus representantes o aquello que se establezca en caso de que los representantes no puedan cumplir con los deberes de la normativa técnica correspondiente. Cualquier cambio de representante deberá ser notificado al resto de los sujetos implicados de forma escrita.
- Cualquier modificación de los procedimientos de cálculo y control de la cantidad y calidad del gas o de la composición de las botellas patrón, así como la sustitución de algún equipo de medida y calidad, será acordada entre las partes afectadas por la medida.
- En el caso en el que aparezcan nuevos procedimientos, normas o instrumentos de medida en el ámbito de cantidad y calidad de gas, que proporcionen mayor fiabilidad, precisión o rapidez y sean económicamente rentables, el titular de la instalación de medida y el resto de las partes (incluyendo el GTS) estudiarán la posibilidad de utilizar estos procedimientos, normas o instrumentos de medida, o de sustituir a los ya utilizados.

2.3.2 Condiciones generales de recepción, entrega y calidad de gas.

Las reglas, procedimientos o acuerdos recogidos en los manuales para la recepción, entrega y calidad de gas en los puntos del sistema gasista, cuando proceda, en los aspectos que no sean regulados por la normativa vigente, se regirán por las condiciones siguientes:

- El gas introducido por los puntos de entrada del sistema gasista deberá cumplir con las especificaciones de calidad determinadas en este capítulo.
- El operador no tendrá la obligación de entregar al usuario en los puntos de salida exactamente las mismas características de gas natural que dicho usuario haya introducido por los puntos de entrada, siempre que el gas cumpla con las especificaciones de calidad establecidas en este capítulo, y se entregue la cantidad acordada en términos de energía.
- El gas introducido por los usuarios en el sistema gasista se mantendrá indiferenciado con el resto de gas que, en cada momento, se encuentre en las instalaciones de regasificación, transporte, distribución o almacenamiento del sistema gasista.
- Los operadores deberán informar al GTS y a todos los operadores y usuarios afectados tan pronto como sea posible de cualquier deficiencia en la calidad del gas estimando la duración posible del incumplimiento y realizando las correcciones necesarias para que el gas cumpla con las especificaciones.



2.3.3 Condiciones generales para la medición y para la teled medida.

Para los niveles de consumo que la legislación determine, para efectuar la puesta en servicio de las instalaciones en los nuevos puntos de suministro será imprescindible disponer de un sistema de teled medida y las instalaciones auxiliares necesarias. En caso de no instalación o de falta de operatividad de este se aplicará lo que al respecto establezca.

2.3.4 Derecho de acceso a las instalaciones de medida y su comprobación.

En los PCAS, PCPR, PCY, PCTG, PCTT, PCTD (en ambos sentidos de flujo), PCDD, PCDG y en los puntos de suministro a los consumidores, el titular de la instalación deberá permitir el acceso a los equipos de medida a la otra parte implicada, tras la previa concertación de la visita.

El sujeto afectado que no sea titular de los equipos de medición tendrá el derecho de realizar comprobaciones periódicas, tales como, por ejemplo: la toma de lecturas, visitas de comprobación de elementos de medida y el estado de los elementos precintables de los sistemas de medición. De igual forma podrá solicitar de forma puntual los valores horarios necesarios para poder realizar comprobaciones de los totalizadores del volumen medido a las condiciones de trabajo, volumen a condiciones de referencia y energía, así como los valores de las variables de presión y temperatura, la composición del gas y características asociadas (PCS, densidad, índice de Wobbe) siempre que estén disponibles en los equipos de medida asociados.

A estos efectos, se consideran partes implicadas en los puntos de conexión los titulares de las instalaciones interconectadas, el GTS, los productores de otros gases y los comercializadores titulares del gas vehiculado.

Por su parte, en los puntos de suministro se considerarán partes implicadas el consumidor, el distribuidor/transportista titular de la red a la que están conectados y el comercializador que suministre. El GTS se considerará parte implicada de un punto de suministro cuando se trate de un consumidor que puede condicionar con su comportamiento la operación normal de la red a la que está conectado.

2.3.5 Derecho de acceso a la información de la teled medida.

El GTS dispondrá de acceso continuo a las teled medidas de todos los puntos de salida de la red básica, así como de todos los puntos de inyección de otros gases, tanto en redes de transporte como de distribución. Este acceso no supondrá ningún coste para los usuarios. El GTS recibirá las señales de teled medida de los consumidores que pueden condicionar con su comportamiento la operación normal de la red a la que están conectados diariamente, bien de forma directa o bien a través del distribuidor o transportista.

Asimismo, los distribuidores recibirán en su centro gestor de teled medida, los datos de medida de los puntos de suministro de aquellos consumidores que dispongan de ella. Estos datos serán puestos a disposición de los agentes participantes (comercializadores, transportistas y GTS) de acuerdo con lo establecido en la Resolución, de 10 de noviembre de 2022, de la CNMC, por la que se establece la normativa de gestión técnica del sistema sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos.



2.3.6 Derecho a instalar teled medida en los equipos de medida de los puntos de conexión.

En los PCAS, PCPR, PCY, PCTG, PCTT, PCTD (en ambos sentidos de flujo), PCDD, PCDG y en los puntos de suministro a los consumidores, que puedan tener incidencia en la operación de la red, o cuando pueda ser necesario para la realización de los balances, el titular de la instalación deberá permitir a la otra parte la instalación de teled medida en el equipo de medida. El coste de la instalación la asumirá la parte que instale el equipo.

2.3.7 Disposiciones normativas y normas aplicables en medición, calidad y odorización de gas.

El GTS publicará y mantendrá actualizado en su página web el listado de disposiciones normativas y normas (UNE-EN y otras) en vigor, aplicables a la medición, calidad y odorización de gas y sus equipos, habilitando la descarga de aquellos documentos que sean de acceso libre y gratuito. Asimismo, recopilará de forma comprensible para el consumidor aquella información relevante contenida en ella.

En relación con la normativa, el listado, al menos, hará referencia a:

- El extracto de las disposiciones de la normativa sectorial relativas a la lectura y medición, así como al proceso de regularización de las medidas.
- La normativa metrológica legal española y normas UNE-EN aplicables a los diferentes equipos: contadores, conversores, computadores de caudal, cromatógrafos, analizadores de composición, etc.
- La normativa española vigente y las normas UNE-EN que permiten determinar el tamaño del contador para puntos de suministro aplicable de acuerdo con el punto 2.4.4.4 de este capítulo.
- Las normas UNE o internacionalmente aceptadas que permiten determinar las características de calidad del gas al objeto de comprobar si cumple con las especificaciones recogidas en el apartado 2.5 de este capítulo.
- Las normas UNE o internacionalmente aceptadas que establecen los procedimientos de medida y cálculo que aplican de acuerdo con el apartado 2.6 de este capítulo.
- La altitud en metros de los municipios que se utiliza para el cálculo del factor de conversión por presión (K_p), así como el organismo oficial de estadística competente que lo publica.

Al objeto de difundir y facilitar la información anterior a los consumidores finales, tanto los distribuidores como los comercializadores deberán publicar en su página web bien una reproducción del contenido de la página del GTS, o bien un vínculo a esta página.

2.3.8 Manuales de operación y protocolos de medición.

Los manuales de operación y/o protocolos de medición que los titulares de las instalaciones del sistema gasista establezcan con otros titulares de instalaciones adyacentes o con consumidores, deberán ser consistentes con lo indicado en este capítulo sin perjuicio de que se puedan acordar otros aspectos no regulados entre las partes.



Los transportistas y distribuidores publicarán en su página web los modelos de manuales de operación y de protocolos de medición que utilicen.

2.4 Equipos de medición y análisis de calidad del gas.

En los PCAS, PCPR, PCY, PCTT, PCTD (en ambos sentidos de flujo), PCDD, PCTG, PCDG y en los puntos de suministro a los consumidores, los equipos de medida y análisis de calidad de gas deberán ser sometidos a las obligaciones de control metrológico derivadas del Real Decreto 244/2016, de 3 de junio, y de sus normas de desarrollo, así como de toda aquella normativa que aplique a otros gases.

En cualquier caso, será imprescindible disponer del certificado de conformidad previo de la instalación y equipo de medida, según lo establecido en la normativa metrológica nacional vigente. Por otra parte, las partes implicadas, de acuerdo con la definición incluida en el apartado 2.3.4, tendrán derecho a constatar documentalmente que la instalación y equipo de medida disponen de la oportuna certificación de conformidad metrológica, tras la previa concertación de una visita con el titular de los mismos.

Aquellos sistemas de medición que estuvieran operando con anterioridad a la entrada en vigor de estas NGTS, y cuyos esquemas no se ajusten a lo establecido en este apartado, deberán cumplir la normativa vigente en el momento de su puesta en marcha y podrán seguir siendo utilizados hasta el fin de su vida útil, o hasta su modificación, sin perjuicio de lo dispuesto en los párrafos anteriores.

2.4.1 Titularidad.

En los PCTT, PCTD (en ambos sentidos de flujo), PCDD, PCTG, PCDG, y en los puntos de suministro a los consumidores finales, la titularidad de estos equipos vendrá determinada por la legislación vigente o, en su defecto, por los acuerdos alcanzados por las partes.

El punto de conexión de la inyección de otros gases, la unidad de medida y los equipos de análisis de calidad serán propiedad del titular de la red donde se conecta (transportista o distribuidor) salvo acuerdo entre las partes. El gas debe ser entregado por el productor a la presión de diseño de la red, o, en su defecto, a la indicada por el transportista/distribuidor, y con una calidad dentro de las especificaciones establecidas en el presente capítulo.

En las posiciones donde se viabilice la entrada de distribución a transporte, el punto de conexión a la red de transporte, la unidad de medida y los equipos de análisis de calidad, serán propiedad del transportista, salvo acuerdo entre las partes. El distribuidor será el responsable de supervisar que la calidad del gas que llega al PCTD con sentido de flujo distribución-transporte se encuentra dentro de los parámetros de calidad establecidos en el presente protocolo, así como que la entrega de gas se realiza a la presión de diseño de la red de transporte a la que se quieren conectar, o en su defecto, a la presión que le indique el transportista interconectado.

2.4.2 Puntos del Sistema Gasista que deben poseer equipos de análisis de calidad del gas.

Las instalaciones de medida de los siguientes puntos de conexión deben contar con analizadores de composición, que determinen, entre otros, PCS y densidad:

- PCI, PCAS, PCPR, PCY, PCTG, PCDG, PCDB y PCCC.



- Puntos donde se pueda alterar la composición del gas o que por su representatividad sean precisos para la determinación de la composición. Estos puntos se denominarán puntos singulares de medición de la calidad del gas del sistema gasista. En el caso de existir mezcla de gas natural con otros gases, se evaluará la necesidad de realizar un estudio previo individual acordado entre los titulares de las redes afectadas.
- Puntos de conexión de consumidores que puedan condicionar la operación normal de la red a la que estén conectados, de acuerdo con la definición incluida en el capítulo 1.

2.4.3 Puntos del sistema gasista cuyos equipos de medición y análisis deben contar con telemetria.

Las instalaciones de medida de los siguientes puntos de conexión deberán contar con telemetria digital:

- PCI, PCAS, PCPR, PCY, PCTG, PCTD (en ambos sentidos de flujo), PCDG.
- Puntos de conexión de consumidores que puedan condicionar la operación normal de la red a la que estén conectados, de acuerdo con la definición incluida en el capítulo 1, o de cualquier otro consumidor que esté obligado a disponer de telemetria de acuerdo con la legislación en vigor.

2.4.4 Características y especificaciones técnicas de los equipos de medida.

Con carácter general, las instalaciones deberán estar diseñadas para que los contadores trabajen tanto por encima del caudal mínimo (Q_{min}) como por debajo del caudal máximo (Q_{max}).

El diseño de las estaciones de medida contemplará que los contadores estén dimensionados para trabajar en torno a los márgenes de caudal entre el 60% y el 85% del caudal máximo del contador.

El dimensionamiento maximizará el tiempo de operación por encima del caudal de transición (Q_t), entendiéndose por tal aquel valor del caudal que se sitúa entre el caudal mínimo y el máximo y en el que el intervalo de caudal se divide en dos zonas, la «zona superior» y la «zona inferior». A cada zona corresponde un error máximo permitido característico.

2.4.4.1 PCCC.

En cada punto de carga de cisternas/contenedores de GNL, el titular de la planta de regasificación deberá disponer de una báscula de las siguientes características:

- Rango: 60 Toneladas.
- Escala de lectura: 20 kg.
- Precisión: no inferior al 0,2% del valor leído.

La báscula y el resto de los equipos utilizados para la medición, como por ejemplo los analizadores de composición o medidores de flujo (máscos o volumétricos) en caso de estar disponibles, estarán sometidos al control metrológico legal que sea de aplicación, tanto en



su puesta en servicio como en las verificaciones periódicas y después de su reparación o modificación, a fin de garantizar su exactitud dentro de los rangos establecidos.

2.4.4.2 PCI, PCAS, PCPR, PCY, PCTG, PCTT, PCLD, PCTD, PCDG y PCDB:

En estos puntos cada línea principal de la instalación de medida constará de los siguientes elementos:

- Un contador de gas que haya superado la evaluación de conformidad metrológica establecida en la Unión Europea y cumpla con las normas UNE-EN o normativa alternativa que le sean de aplicación, y de dinámica adecuada para cubrir el rango de caudales que circulen por el mismo. El contador estará equipado con un emisor de pulsos y/o un puerto de comunicaciones, para su comunicación con el conversor de volumen/computador de caudal.
- Un conversor de volumen tipo PTZ/computador de caudal que haya superado la evaluación de conformidad metrológica establecida en la Unión Europea y cumpla con las normas UNE-EN que le sean de aplicación, con transmisor de presión absoluta y temperatura asociados para medición volumétrica, siendo el conjunto de clase 0,5 según la norma UNE correspondiente.
- Una línea auxiliar de medida equivalente a la principal que conste de un contador del mismo calibre, mismo rango, misma dinámica y mismo diámetro nominal que el de la misma línea principal. Desde el punto de vista de las condiciones de operación también debe mantener la equivalencia en cuanto a presión regulada cuando esté en emisión.

Se podrá disponer de líneas adicionales de diferente tamaño en el supuesto que la variación de consumos así lo aconseje. En el caso de que se superen los umbrales de consumo previstos en el apartado 2.4.4.4 para la figura IV, estas líneas adicionales que puedan instalarse para adecuarse a las variaciones de la demanda deberán disponer de su correspondiente línea auxiliar.

Las instalaciones de medida deberán disponer de una unidad remota, de acuerdo con las especificaciones definidas por el titular que le permita disponer de los datos de medida y de calidad del gas (en caso de que existan) en sus centros de gestión de las telemedidas, y de acuerdo con la legislación vigente.

2.4.4.3 PCDD.

Los sistemas de medición en los puntos de conexión entre distribuidores, independientemente de su presión de contaje, deberán operar en el rango de caudales que el fabricante haya establecido para los mismos, disponiendo de doble línea de medición en el supuesto que el consumo de verano e invierno así lo aconseje.

En el caso de que la instalación no tenga doble línea de contaje, ésta deberá disponer de un "bypass" que permita el cambio de contador. Asimismo, en los casos en los que se prevea, o exista, reversibilidad en el flujo entre las dos redes, el sistema de medida estará preparado para medir en ambas direcciones.



La composición de cada una de las líneas que compongan la instalación de medida dependerá de su capacidad, expresada en caudal horario nominal, y de la presión de contaje.

En sistemas de medición con presiones de contaje superiores a 4 bar, las instalaciones constarán de los mismos elementos que se indican en el apartado 2.4.4.2.

- En sistemas de medición con presiones de contaje menores o iguales a 4 bar, las instalaciones constarán de:
- Un contador de gas que haya superado la evaluación de conformidad metrológica establecida en la Unión Europea y cumpla con las normas UNE-EN que le sean de aplicación, y que sea de dinámica adecuada para cubrir el rango de caudales que circulen por el mismo.
- Un conversor de volumen tipo PT o PTZ, que haya superado la evaluación de conformidad metrológica establecida en la Unión Europea y cumpla con las normas UNE-EN que le sean de aplicación. La opción escogida se concretará de acuerdo entre las partes, caso por caso, y quedará reflejada en un protocolo firmado por ambas partes, donde se definirán además los derechos y obligaciones respectivos.

En los casos previstos en el apartado 2.3.5, los sistemas de medida deberán disponer de un equipo de telemedida que permita acceder a los datos en el centro gestor del distribuidor.

2.4.4.4 Puntos de suministro desde redes de distribución.

En estos puntos la tipología de los sistemas de medición en cuanto a configuración y elementos constitutivos se determinarán en función del consumo horario máximo medido en kWh en las condiciones de referencia del sistema gasista y del consumo anual, según se indica en las siguientes tablas, y en los esquemas de sistemas de medición definidos en el apartado 2.4.4.5.

Tabla 1: Sistemas de medición para presiones de medición > 0,4 bar

Consumo horario máximo (C) [kWh]	Consumo anual (GWh)			
	< 10	≥ 10 y <100	≥ 100 y < 150	≥ 150
$C < 150 \cdot F_c$	Fig III con conversor PT	Fig III con conversor PT	Fig III con conversor PT	Fig III con conversor PT
$150 \cdot F_c \leq C < 350 \cdot F_c$	Fig III con conversor PT	Fig III con conversor PT	Fig III con conversor PT	Fig III con conversor PT
$350 \cdot F_c \leq C < 600 \cdot F_c$	Fig III con conversor PT	Fig III con conversor PT	Fig III con conversor PT	Fig III con conversor PT
$600 \cdot F_c \leq C < 3500 \cdot F_c$	Fig III con conversor PT	Fig III con conversor PT	Fig III con conversor PTZ	Fig IV con conversor PTZ
$3500 \cdot F_c \leq C < 6500 \cdot F_c$	Fig III con conversor PT	Fig III con conversor PTZ	Fig IV con conversor PTZ	Fig IV con conversor PTZ
$C \geq 6500 \cdot F_c$	Fig IV con conversor PTZ	Fig IV con conversor PTZ	Fig IV con conversor PTZ	Fig IV con conversor PTZ



F_c será un valor fijo de 11,63 kWh/Nm³.

Tabla 2: Sistemas de medición para presiones de medición $\leq 0,4$ bar

Consumo horario máximo (C) [kWh]	Consumo anual (GWh)				
	< 2	≥ 2 y <5	≥ 5 y <10	≥ 10 y <100	≥ 100
$C < 150 \cdot F_c$	Fig I				
$150 \cdot F_c \leq C < 350 \cdot F_c$	Fig I	Fig II	Fig II	Fig III con conversor PT	Fig III con conversor PT
$350 \cdot F_c \leq C < 600 \cdot F_c$	Fig I	Fig III con conversor PT			
$C \geq 600 \cdot F_c$	Fig III con conversor PT				

F_c será un valor fijo de 11,63 kWh/Nm³.

Nota 1: En las instalaciones de medición con esquemas I y II, la corrección se efectuará mediante el factor de conversión fijo resultante de aplicar lo dispuesto en el epígrafe 2.6.3.

Nota 2: Las instalaciones que deban disponer del esquema I pero que por necesidades operativas no se pueda cambiar el contador en horario laboral (de 8 a 18 horas), deberán pasar a disponer del esquema II.

Nota 3: Para los conjuntos de regulación y medida de los tipos A-6, A-10-B y A-10-U recogidos en la norma UNE 60404-1:2015/1M:2021 o la norma o versión que la sustituya, el sistema de medición deberá cumplir los requisitos de diseño y funcionamiento establecidos en dicha norma, no siendo de aplicación los requisitos de este apartado.

Los sistemas de medición se diseñarán en base al caudal horario máximo previsto, así como a su modulación, es decir, se deberá asegurar que el contador elegido cubra en todo momento el rango de caudales que circule por el mismo, incluido el caudal horario mínimo, de acuerdo con lo que reglamentariamente esté establecido (UNE 60620-1:2021 o norma que la sustituya).

En cualquiera de los siguientes casos:

- el consumidor presente variaciones de consumo que imposibiliten que un sistema de medición con un solo contador cubra con su extensión de medida las citadas variaciones,
- el consumidor contrate un suministro superior al que tenía, que conlleve un cambio en la tipología de la instalación de contaje existente,
- se detecte que el consumidor ha bajado su consumo de forma que conlleve un cambio de equipos en la instalación de contaje existente (por no cumplir lo establecido al inicio del apartado 2.4.4),

el titular de la instalación deberá poner en marcha un plan de adecuación donde la medición de gas se deberá realizar en base a un sistema de conmutación en paralelo que cubra estas variaciones de caudal o bien se deberán independizar los consumos. El plan de adecuación

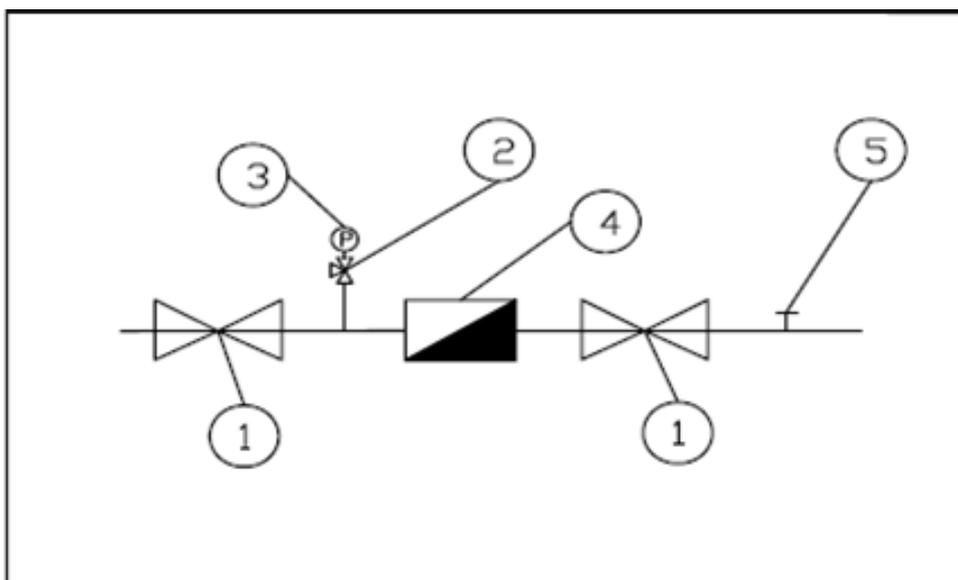


deberá ser previamente aprobado por el operador de la red correspondiente, asistiendo al comercializador análogo derecho.

Los operadores de las redes deberán comunicar a los consumidores conectados a sus redes y que están obligados a disponer de teledetector en sus instalaciones de medición, sus protocolos de comunicación de forma que permitan recibir dicha información en su centro gestor de teledetectores.

2.4.4.5 Esquemas de los sistemas de medición para puntos de suministro.

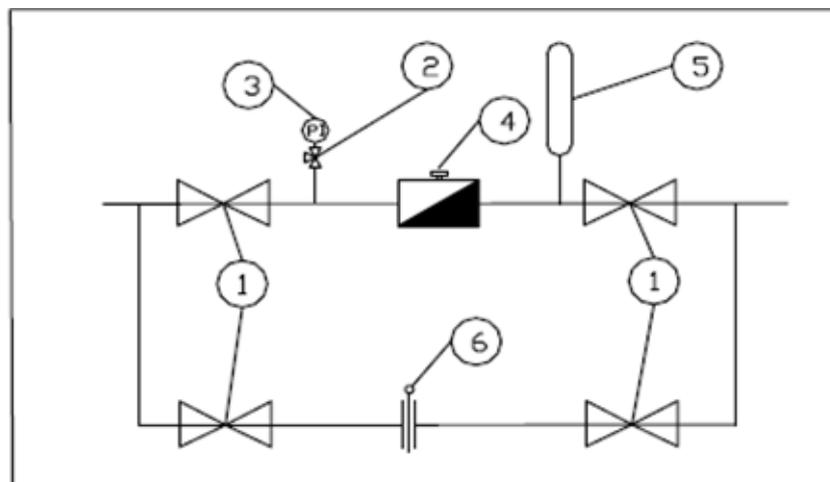
Figura 1:



1. Válvula de cierre
2. Válvula de 3 vías con toma de 1/4" para manómetro patrón de contrastación
3. Manómetro adecuado a la presión de trabajo (*)
4. Contador
5. Toma de presión débil calibre (PC<150 mbar)

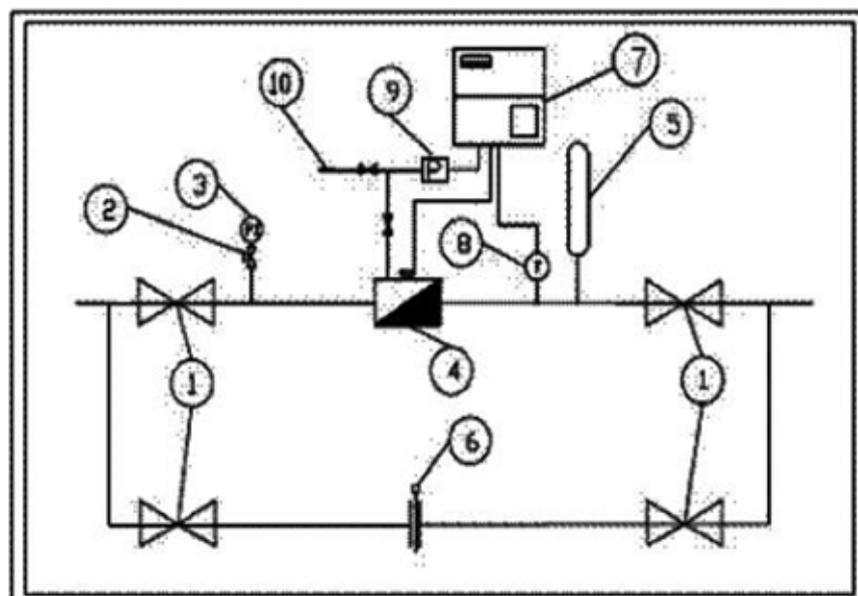


Figura II:



1. Válvula de cierre
2. Válvula de 3 vías con toma de ¼" para manómetro patrón
3. Manómetro adecuado a la presión de trabajo (*)
4. Contador
5. Termómetro
6. Disco en ocho

Figura III:

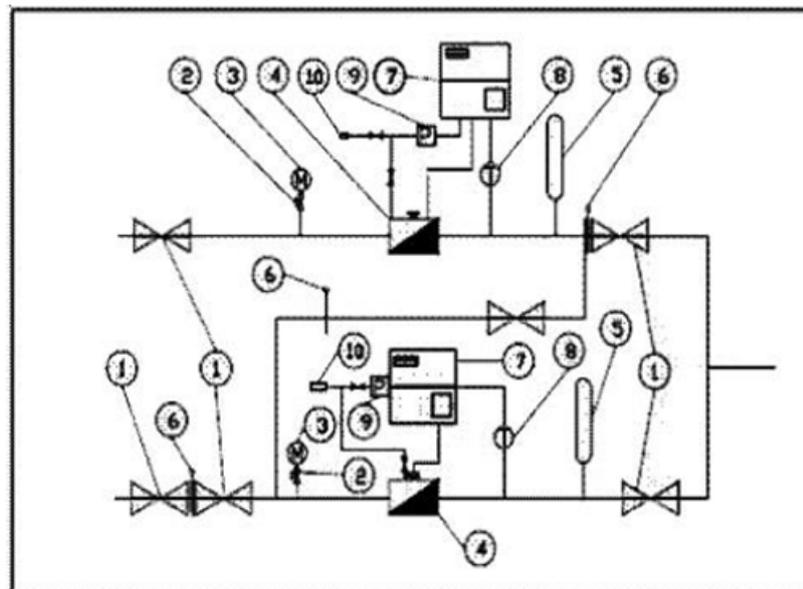


1. Válvula de cierre



2. Válvula de 3 vías con toma de ¼" para manómetro pat
3. Manómetro adecuado a la presión de trabajo (*)
4. Contador
5. Termómetro
6. Disco en ocho
7. Conversor electrónico de volumen
8. Sonda de temperatura
9. Transmisor de presión (puede ir incorporado dentro del CR)
10. Toma de presión de ¼" con válvula precintable para contrastaciones

Figura IV:



1. Válvula de cierre
2. Válvula de 3 vías con toma de ¼" para manómetro patrón
3. Manómetro adecuado a la presión de trabajo (*)
4. Contador
5. Termómetro
6. Disco en ocho
7. Conversor electrónico de volumen
8. Sonda de temperatura
9. Transmisor de presión



10. Toma de presión de ¼" con válvula precintable para contrastaciones

(*) En función de la casuística existente y de la presión de trabajo del contador (Pr), se utilizarán los siguientes tipos de manómetros:

Pr ≤ 0.08 bar	esfera de φ 80-100 mm y clase 1.6 o bien esfera de φ 100 mm y clase 1
0.08 bar < Pr ≤ 0.4 bar	esfera de φ 100 mm y clase 1 o bien esfera de φ 150 - 160 mm y clase 0.6
Pr > 0.4 bar	esfera de φ 150 - 160 mm y clase 0.6

2.4.5 Características y especificaciones técnicas de los equipos de análisis.

Los equipos de determinación de la calidad del gas, bien sean físicos o por sistema de cálculo dinámico de la calidad de gas natural de acuerdo a la norma UNE-EN ISO 15112:2020 o norma que la sustituya, deberán disponer de la evaluación de la conformidad metrológica otorgada por la autoridad competente de la Unión Europea, ser digitales, estar dotados de registros horarios y diarios, poseer una capacidad de almacenamiento mínimo de 31 días y poder facilitar, como mínimo, la siguiente información mediante análisis del flujo de gas:

- Porcentajes molares de cada uno de los siguientes componentes: nitrógeno, dióxido de carbono, metano, etano, propano, iso-butano, n- butano, n-pentano, iso-pentano, fracción C6+. Porcentajes molares, oxígeno y/o hidrógeno en los puntos de conexión con otros gases y en aquellos puntos en lo que se estime que la concentración de estos puede ser representativa.
- Poder calorífico inferior (PCI) y poder calorífico superior (PCS) en kWh/Nm³ (en condiciones de referencia).
- Densidad del gas relativa al aire (G).
- Índice de Wobbe superior (W_G) en kWh/Nm³ (en condiciones de referencia).

Estos cálculos se realizarán conforme a la norma UNE correspondiente. El cálculo del PCS del gas en base volumétrica se expresará como Hs [t1, p1, V(t2,p2)] en las condiciones de referencia [0 °C, V (0 °C, 1,01325 bar)].

En las conexiones internacionales por gasoducto con Europa, para el cálculo del PCS del gas se utilizará lo dispuesto en la normativa que se aplique en su caso.

Los titulares de instalaciones que dispongan de equipos que no cumplan las características indicadas, deberán diseñar un plan para sustituir o adaptar sus equipos. Este plan deberá ser validado por el GTS.



2.5 Análisis de la calidad del gas.

2.5.1 Responsabilidad de los agentes.

2.5.1.1 Puntos de medición y control periódico de los equipos y sistemas de medida.

Corresponderá al GTS la definición de los puntos singulares de medición de la calidad del gas del sistema donde sea necesaria la instalación de un equipo físico de análisis de los parámetros de la calidad del gas.

Adicionalmente para los nuevos puntos del sistema que dispongan de flujo reverso, se considerara como un punto singular siempre que exista más de una conexión aguas abajo o cuando exista aporte de gas en el sentido transporte-distribución y esto de lugar a una mezcla de gases no analizada por ningún equipo de análisis.

El titular de la instalación donde se ubica un equipo de análisis de calidad del gas controlará periódicamente el sistema de medición con objeto de comprobar su correcto funcionamiento y enviará al GTS, en el menor plazo posible, una descripción detallada de las incidencias del equipo de análisis de calidad de gas detectadas, junto con los resultados obtenidos en el caso de aplicación de medidas correctoras.

El GTS supervisará la realización de estos controles, y emitirá un informe anual señalando, por cada titular y para cada instalación, un resumen comprensivo de las incidencias detectadas en el año, agrupándolas por tipos homogéneos, un detalle de cada incidencia detectada, una valoración del impacto en la medición, así como las medidas correctoras aplicadas o que se deben aplicar. Los titulares de los equipos recibirán la parte del informe referida a los mismos, y la totalidad del informe podrá ser solicitado por la CNMC y por la Dirección General de Política Energética y Minas.

Los titulares de las instalaciones de control de calidad del gas están obligados a almacenar los resultados de los controles y análisis realizados.

2.5.1.2 Calidad del gas.

Los usuarios que introduzcan gas en el sistema gasista serán los responsables de su calidad y del cumplimiento de las especificaciones recogidas en este capítulo.

Los titulares de las plantas de producción de otros gases inyectados en el sistema gasista, deberán justificar que el gas aportado cumple las especificaciones establecidas en este capítulo mediante medición en continuo o tomas de muestras periódicas según corresponda, para su entrada en la red de transporte y distribución.

En los PCTG y PCDG, en los que el gas requiera de una mezcla previa a la inyección al sistema gasista y ésta sea realizada por el transportista o distribuidor titular de la instalación en la que se inyecta, el GTS será el responsable de supervisar que la mezcla resultante cumpla con las especificaciones de calidad dispuestas en este capítulo. Para ello el GTS recibirá las señales necesarias por parte de los titulares de las instalaciones, e informará a estos, en caso de que se produzca algún incumplimiento. El GTS, en colaboración con los operadores de las instalaciones, elaborará un procedimiento de supervisión disponible en su página web.

Adicionalmente, la introducción de gases producidos mediante procesos de digestión microbiana estará condicionada a la evaluación, por parte de los titulares de las plantas de



producción, del riesgo que los microorganismos y otros posibles componentes minoritarios de estos gases puedan representar para la salud de las personas o para la integridad de las instalaciones o aparatos de consumo.

El titular de la planta de producción de otros gases justificará que el gas cumple con las especificaciones de calidad, recogidas en la normativa vigente, relativas a los componentes diferentes al hidrógeno que no dispongan de una medición en continuo de acuerdo a lo establecido en el apartado 2.5.2, con la periodicidad y analíticas establecidas en la siguiente tabla. Además, a todos los componentes se les aplicará lo dispuesto en la siguiente tabla para antes de la puesta en marcha de la inyección:

	Periodicidad	Observaciones
Antes de Puesta en Marcha	Quincenal / Mensual	Se requieren 3 analíticas válidas consecutivas, para empezar la inyección.
Primer año	Mensual	
Segundo año	Bimestral	En caso de que se detecte algún incumplimiento se recuperará la periodicidad mensual hasta obtener 3 analíticas válidas consecutivas
Resto años	Cuatrimestral	

Para el hidrógeno se definirá la periodicidad en función del origen del mismo, según la legislación vigente y, en su defecto, por acuerdo entre los sujetos afectados.

El titular del punto de entrada deberá hacer el seguimiento de las especificaciones de calidad del gas al objeto de informar al GTS y a todos los sujetos afectados, tan pronto como sea posible, de cualquier deficiencia de la calidad del gas. En cualquier caso, será responsabilidad de los usuarios que introduzcan gas en el sistema gasista informar al titular del punto de entrada y al GTS de cualquier deficiencia de la calidad de gas, estimando la duración posible del incumplimiento. En los PCTG y PCDG la comunicación al GTS y a todos los sujetos afectados se efectuará si la deficiencia tiene una afección relevante para el sistema a criterio del operador correspondiente. En caso de duda se deberá informar al GTS.

En cualquier caso, el GTS podrá adoptar las medidas que considere necesarias para anular o minimizar el impacto que esta eventualidad pueda tener en el sistema gasista.

No obstante, cuando el operador sea avisado o compruebe que va a recibir o está recibiendo gas fuera de las especificaciones de calidad establecidas, actuará de la siguiente forma:

1. En el caso de las plantas de regasificación, podrá aceptar total o parcialmente el GNL o el gas de retorno del buque, respetando los criterios de fiabilidad y seguridad del sistema gasista y de la propia seguridad e integridad de la planta de regasificación, es decir, el gas que se introduzca en el sistema de transporte y distribución sí deberá cumplir las especificaciones de calidad. En este caso, el solicitante de la operación contratada pagará al transportista los costes, debidamente justificados, incurridos por éste con motivo de la aceptación del gas natural fuera de especificaciones o de su gestión adecuada en la planta de regasificación.



2. En el caso de redes de transporte, podrá rechazar total o parcialmente el gas fuera de especificaciones.

3. En el caso de redes de distribución rechazará el gas fuera de especificaciones.

El gas entregado al consumidor, sea cual fuera su origen, no deberá contener partículas de polvo u otras impurezas en cantidades tales que pudieran perjudicar la salud de los consumidores o dañar las instalaciones de los mismos.

2.5.2 Especificaciones de calidad del gas.

Todo el gas introducido en los puntos de entrada del sistema gasista, así como el gas de retorno de los buques, deberá cumplir con las especificaciones de calidad de la siguiente tabla:

Tabla 3: Especificaciones de calidad del gas introducido en los puntos de entrada del sistema gasista

Propiedad (*)	Unidad	Mínimo	Máximo
Índice de Wobbe	kWh/m ³	13,403	16,058
PCS	kWh/m ³	10,26	13,26
Densidad relativa		0,555	0,700
S Total	mg/m ³	—	50
H ₂ S + COS (como S)	mg/m ³	—	15
RSH (como S)	mg/m ³	—	17
O ₂	mol %	—	0,01 (1)
CO ₂	mol %	—	2,5 (2)
H ₂ O (Punto de rocío)	°C a 70 bar (a)	—	+ 2
HC** (Punto de rocío)	°C a 1-70 bar (a)	—	+ 5
Polvo / Partículas	-	Técnicamente puro	

(*) Tabla expresada en las siguientes condiciones de referencia: [0°C, V(0°C, 1,01325 bar.)]

(**) El biometano y el GNL tienen un punto de rocío de HC muy inferior a los valores límite, por lo que no se realiza su medición.

(1) y (2) explicados más adelante.

Adicionalmente, en los PCTG y PCDG todo el gas que se inyecte resultado, en su caso, de una mezcla previa, deberá cumplir, además de las características anteriores, con las especificaciones de calidad de la siguiente tabla:



Tabla 4: Especificaciones adicionales de calidad del gas inyectado en los PCTG y PCDG

Propiedad (*)	Unidad	Mínimo	Máximo
CO	mol %	–	0,1
H ₂	mol %	–	5%
Compuestos Halogenados: - Flúor/Cloro	mg/m ³	–	10/1
Amoníaco	mg/m ³	–	10
Aminas	mg/ m ³	-	10
Mercurio	µg/m ³	–	1
Silicio volátil (como Si)	mg/m ³	–	0,3-1 (**)
Benceno, Tolueno, Xileno (BTX)	mg/m ³	–	500
Microorganismos	–	Técnicamente puro	
Polvo/Partículas		Técnicamente puro	
Aceite	–	Técnicamente puro	

(*) Tabla expresada en las siguientes condiciones de referencia: [0°C, V(0°C, 1,01325 bar)].

(**) El límite de silicio volátil (como Si) en el punto de entrada a la red gasista quedará determinado acorde a los criterios recogidos en la tabla 1 de la UNE-EN 16723 part.1, 2016.

En los puntos de conexiones internacionales (PCI) el gas introducido deberá cumplir con todos los parámetros de la tabla 4, a excepción de los límites establecidos para el hidrogeno, cuyos umbrales estarán recogidos en las normas que a tal efecto se desarrollen.

En los puntos de entrada del sistema gasista, para los siguientes componentes de otros gases inyectados resultado, en su caso, de una mezcla previa, y siempre que el punto de rocío de agua no supere los -8°C (a 70 bar), se podrá ampliar el contenido admitido con las siguientes limitaciones:

(1): Oxígeno (O₂): en redes de presión menor o igual a 16 bar y en aquellas redes de presión superior donde se pueda demostrar conforme a análisis de viabilidad por parte de GTS en este último caso, que el flujo no alcanza instalaciones sensibles al límite de la Tabla 3, p.ej., almacenamientos subterráneos, conexiones internacionales, etc., se podrá aplicar como límite superior el 1 mol %.

(2): Dióxido de carbono (CO₂): en redes de presión menor o igual a 16 bar y en aquellas redes de presión superior donde se pueda demostrar, conforme a análisis de viabilidad por parte de GTS en este último caso, que el flujo no alcanza instalaciones sensibles al límite de la Tabla 3, p.ej., almacenamientos subterráneos, conexiones internacionales, etc., se podrá aplicar como límite superior el 4 mol %.

En los PCTG y PCDG se tendrá en cuenta lo siguiente:



- Cuando la inyección tenga lugar en la red de distribución (redes de presión menor o igual a 16 bar) o en gasoductos de transporte en antena y no se cuente con las instalaciones necesarias para evacuar el gas a la red de transporte troncal, el distribuidor o transportista, comunicará al usuario el caudal máximo que podrá inyectar. A los efectos del cálculo del caudal máximo admisible, el titular de la red podrá solicitar información al GTS o a los titulares de redes de distribución en cascada.
- Será responsabilidad del distribuidor o transportista donde se produzca la inyección el análisis del caudal máximo admisible de inyección en la red y la evaluación de la necesidad de instalaciones de flujo inverso en el PCTD o PCTT en función de la demanda a satisfacer por parte de la red de distribución/transporte objeto de estudio. Este análisis deberá proporcionarse al titular interconectado aguas arriba con el objeto de que pueda analizar la viabilidad del flujo inverso, así como las implicaciones en el PCTD o PCTT existente.
- En el caso de que el porcentaje de O₂ y/o CO₂ en una inyección de otros gases o un flujo inverso no cumpla o se prevea no va a cumplir con los límites establecidos en la tabla 3, el GTS analizará, mediante simulaciones hidráulicas y a petición del transportista/distribuidor, que se cumplen las condiciones para aumentar esos porcentajes molares en los máximos establecidos en dicho apartado. Para ello, el GTS deberá conocer de cada proyecto el caudal mínimo, medio y máximo de inyección, la composición de otros gases a inyectar y el %O₂ y %CO₂, para garantizar la correcta integración con antelación a su puesta en servicio, así como la integridad de las instalaciones potencialmente afectadas.

La CNMC resolverá las discrepancias que puedan presentarse entre agentes en los puntos de inyección de otros gases en la red de transporte o distribución.

2.5.3 Criterios generales para el procedimiento de análisis de la composición del gas.

Adicionalmente a los requisitos establecidos para los instrumentos de medida en el ámbito del control metrológico, de acuerdo al Real Decreto 244/2016, de 3 de junio, diariamente, el analizador de composición llevará a cabo una calibración automática utilizándose para ello botellas de gas patrón elaboradas por suministradores acreditados para el análisis del gas según la norma UNE-EN ISO/IEC 17025:2017 o la norma o versión que la sustituya

El analizador de composición, en caso de ser necesario se calibrará con un gas patrón de composición similar al gas analizado.

Para la determinación de los componentes recogidos en la tabla 4 se realizará mediante la toma de muestras para su análisis en un laboratorio, pudiéndose instalar analizadores en continuo para aquellos componentes en los que se pueda llevar a cabo este tipo de medición.

Los datos sobre la calidad del gas, necesarios para realizar las funciones encomendadas al GTS, se enviarán a través del Sistema Logístico de Acceso de Terceros a la Red (SL-ATR).

2.5.4 Cambio de la calidad del gas en los convertidores PTZ/computadores de caudal

Cada seis meses el GTS debe emitir una relación de las redes donde se debe cambiar la calidad del gas y la nueva composición a introducir en los convertidores PTZ/computadores



de caudal. Salvo que exista otro acuerdo entre las partes, el titular del equipo de medida dispondrá de un máximo de dos meses desde la publicación del GTS para realizar el cambio en los equipos.

Formarán parte de esta relación, aquellas redes donde el PCS medio del semestre supere en $\pm 1\%$ al PCS del gas que está introducido en los computadores de caudal/conversores PTZ de los equipos de medida de una red.

En aquellas redes que estén dentro del rango de variación de $\pm 1\%$ del PCS, el GTS analizará la variación de Z que supone la composición media del gas en el último semestre respecto a la composición del gas utilizado en esos momentos en los computadores de caudal/conversores PTZ, para la actualización de los parámetros de calidad del gas en los equipos que proceda. De observarse que es significativa en relación con los rangos de error permitidos en los equipos de medición, incluirá también estas redes en la relación que tiene que emitir.

El GTS mantendrá actualizado en su página web un listado con la composición aplicable en cada una de las redes del sistema, indicando en cada caso el semestre en el que se produjo su última actualización.

A los efectos de realizar modificaciones de parámetros en los equipos de medida se aplicará la normativa metrológica en vigor, pudiendo asistir al cambio las partes implicadas, si así lo manifiestan.

En el caso de conversores PTZ/computadores de caudal conectados a un analizador de composición en continuo, estos valores se introducirán como valores por defecto, aunque en caso de fallo de la señal del analizador de composición se tomará el último dato válido.

2.6 Medición del gas.

2.6.1 Responsables de la medida del gas vehiculado.

El responsable de la medida del gas vehiculado será el titular de la unidad de medida, con las siguientes excepciones:

- En los PCTD, PCTT y PCDD la medida del gas transitado será responsabilidad del titular de la unidad de medida, salvo que exista otro acuerdo entre las partes.
- En los PCTG la medida del gas introducido en la red de transporte será responsabilidad del transportista, salvo que exista otro acuerdo entre las partes.
- En los PCDG la medida del gas introducido en la red de distribución será responsabilidad del distribuidor, salvo que exista otro acuerdo entre las partes.
- En los PCLD la medida del gas vehiculado será responsabilidad del transportista conectado aguas arriba, salvo que exista otro acuerdo entre las partes. Además, en los casos en que la unidad de medida del transportista no esté disponible, podrá utilizarse la unidad de medida del consumidor.
- En los PCDB y PCCC la medida del gas vehiculado será responsabilidad del titular de la planta de regasificación donde ha tenido lugar la carga o la descarga.

Con carácter adicional a la comunicación de las medidas de gas vehiculado correspondientes a los puntos de reparto, se comunicará la siguiente información:



- Cantidad de gas vehiculado en los puntos PCI, PCAS, PCPR, PCY y PCTT.
- Medidas de existencias en redes de transporte y plantas de regasificación de cada titular, así como de autoconsumos en todas las instalaciones.

El GTS publicará en el SL-ATR, un listado actualizado de los responsables de la medida del gas vehiculado en cada uno de los puntos de conexión del sistema gasista.

2.6.2 Procedimientos de medición en puntos del sistema gasista.

Como criterio general, los procedimientos de medida y cálculo se ajustarán a lo establecido en la norma UNE correspondiente.

2.6.2.1 Procedimiento de medida en operaciones de buques.

Será de aplicación lo dispuesto en el capítulo 3 “Buques”.

2.6.2.2 Procedimiento de medida en los PCI, PCAS, PCPR, PCY, PCTG, PCTT, PCLD, PCTD (en ambos sentidos de flujo), PCDD, PCDG y PCDB.

En estos puntos el titular de la instalación de medida realizará la lectura de los equipos.

En los puntos de transferencia de gas entre dos distribuidores, la lectura de los equipos de medida la realizará el distribuidor titular de la instalación.

En ambos casos, independientemente del derecho a asistir a la toma de lecturas que ampara a la otra parte, en el supuesto de que no asista, el responsable de la toma de la lectura la pondrá a su disposición en un plazo no superior a los dos días hábiles.

La toma de lecturas de los equipos de medida se realizará al final del período de lectura mensual, según calendario consensuado por todas las partes. En los puntos de entrega, este período de lectura «in situ» podrá ampliarse, siempre que todas las partes afectadas lleguen a un consenso.

2.6.2.3 Procedimiento de medida en los PCCC.

A efectos de medición y antes de la primera carga, el propietario de la cisterna/contenedor de GNL deberá poner a disposición del titular de la planta de regasificación la siguiente documentación:

- Placa de características de la cisterna/contenedor.
- Certificado de capacidad emitido por una entidad debidamente autorizada.

La medición del GNL entregado en cada cisterna/contenedor se realizará en kWh, en base a:

- Al peso neto (en kg) determinado en báscula, por diferencia entre las pesadas de salida y de entrada del camión cisterna/contenedor.
- A la calidad del GNL (PCS expresado en kWh/kg y kWh/m³ en condiciones de referencia) obtenido a partir del análisis en continuo por cromatografía de muestras representativas del GNL cargado en cisternas/contenedor.

La cantidad de GNL cargada en cada cisterna/contenedor se obtendrá en base a los conceptos anteriores y constará en la documentación que se entregue.



Asimismo, el titular de la planta de regasificación informará diariamente al GTS, a través del SL-ATR, de las salidas de GNL para cada distribuidor, comercializador o consumidor que aporte gas al sistema.

Se podrán utilizar otros sistemas de medición, tales como los definidos en los apartados 2.4.4 y 2.4.5, siempre que los equipos se encuentren aprobados metrológicamente, certificados de acuerdo a la directiva de instrumentos de medida o equivalente, y se confirme que las medidas son comparables con los datos proporcionados por las básculas de pesaje.

2.6.2.4 Procedimiento de medida en los puntos de suministro desde redes de distribución.

Para el caso de consumidores que dispongan de equipos de telemedida en sus instalaciones de medición, los datos de consumo con la periodicidad establecida en la normativa vigente, serán transmitidos al operador de la red a la que se hallen conectados, mediante un equipo de telemedida que utilice el protocolo de comunicación definido por dicho operador.

Los consumidores obligados a disponer de telemedida y no se encuentre operativa deberán facilitar al distribuidor/transportista al que estén conectados, cada día antes de las 3 horas siguientes a la finalización del día de gas, las lecturas de los equipos de medición correspondientes al consumo del día anterior. Para ello utilizarán los formatos que les habrá facilitado el distribuidor/transportista y los envíos se realizarán, preferentemente, por medios electrónicos.

El operador de la red realizará una lectura mensual de toma de datos de todos los consumidores con volumen anual superior a 100.000 kWh, que no dispongan de telemedida, o ésta no esté operativa.

En aquellos consumidores que reglamentariamente estén obligados a disponer de telemedida, y no dispongan de ella o teniéndola no esté operativa, incluyendo fallos de comunicación, las asignaciones de consumos diarios se efectuarán aplicando un procedimiento establecido a tal fin que, de forma previa a su aplicación, deberá ser conocido por el consumidor y por el comercializador afectado.

El operador de la red será el responsable de transformar estos datos en unidades de energía e incorporarlos al SL-ATR.

2.6.3 Conversión de unidades de volumen y masa a energéticas.

Para efectuar la conversión de la unidad de medida de los contadores volumétricos, m³, a la unidad de medida de energía establecida, kWh, se utilizará el valor energético del gas referido al poder calorífico superior (PCS), medido en las condiciones de referencia del sistema gasista de 1,01325 bar (1 bar = 10⁵ Pa) y 273,15 K.

La fórmula de cálculo a aplicar será la siguiente:

$$E[kWh] = V[m^3] * Fc' \left[\frac{kWh}{m^3} \right]$$

Siendo:

E = Energía entregada en el punto de suministro.

V = Volumen medido en las condiciones de suministro.

Fc' = Factor de conversión de volumen.



El factor de conversión por las condiciones de medida se calculará como:

$$Fc' \left[\frac{kWh}{m^3} \right] = PCS \left[\frac{kWh}{m^3} \right] * Fc$$

Siendo:

PCS = Poder calorífico del gas en el punto de medida medido en las condiciones de referencia (1,01325 bar y 273,15 K).

Fc = Factor de conversión de volumen para pasar de las condiciones de medida a las condiciones de referencia.

La conversión de los m³ medidos por el contador a m³ en las condiciones de referencia se realizará mediante el empleo de equipos electrónicos de conversión (convertidores) que realizan el cálculo de forma continua, integrando las señales de presión, temperatura y compresibilidad medidas en los correspondientes transmisores, y utilizando un factor de conversión (Fc) que viene dado por la fórmula:

$$Fc = \frac{Pc.suministro}{Pc.referencia} * \frac{Tc.referencia}{Tc.suministro} * \frac{Zc.referencia}{Zc.suministro} = K_p * K_t * K_z$$

Siendo Z el factor de compresibilidad, definido como la relación entre el volumen molar de un gas real y el volumen molar del mismo gas considerado como ideal.

El cálculo del factor de compresibilidad tanto en las condiciones de referencia como en las condiciones de suministro se realizará según el procedimiento incluido en la norma UNE-EN ISO 12213-3 o la que la sustituya.

Se podrá utilizar otro procedimiento para el cálculo del factor de compresibilidad, siempre que haya consenso por parte de todos los agentes del sistema gasista.

En el apartado 2.4.4 del presente capítulo se establecen los requisitos de instalación de convertidores de presión, temperatura y factor de compresibilidad (convertidores PTZ y convertidores PT) en función de la presión a la que se realiza la medida y el caudal máximo horario.

Para consumidores suministrados a presiones inferiores o iguales a 0,4 bar se despreciará la influencia del factor Z, es decir, se asumirá que su valor es próximo a la unidad, y en consecuencia el factor de conversión por el que se multiplicará el volumen medido en m³ para expresarlo en las condiciones de referencia de presión y temperatura será:

$$Fc = \frac{Pc.suministro}{Pc.referencia} * \frac{Tc.referencia}{Tc.suministro} = K_p * K_t$$

Siendo:

K_t = Factor de conversión por temperatura.

K_p = Factor de conversión por presión.

El factor de conversión por temperatura se calculará mediante la siguiente fórmula:

$$K_t = \frac{273,15}{273,15 + T_{gas}}$$



Siendo T_{gas} la temperatura de 10°C

El factor de conversión por presión se calculará mediante la siguiente fórmula:

$$K_p = \frac{P_c + P_{atm}}{1,01325}$$

Siendo:

P_c = Presión relativa de suministro (bar).

P_{atm} = Presión atmosférica (bar).

El valor de la presión atmosférica es función de la altitud (A) del municipio donde se encuentre el punto de suministro y se calculará de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$P_{atm} = 1,01325 - k * A = 1,01325 - \frac{0,1223 * A}{1000}$$

Siendo «A» la altitud en metros del municipio donde se encuentre situado el punto de suministro, publicada por el organismo oficial de estadística competente.

Por su parte, el factor «k» se calculará por aplicación de la siguiente fórmula:

$$k \left[\frac{mbar}{m} \right] = \left[\frac{g * D_{air}}{100} \right] = 0,1223$$

Siendo « D_{air} » la densidad del aire (UNE-EN ISO 6976:2017 o la versión o normativa que la pueda sustituir) interpolada a T_{gas} (10°C) y «g» la aceleración estándar de la gravedad, con valores:

$$D_{air} = 1,2471$$

$$g = 9,8065 \text{ (m/s}^2\text{)}$$

En el caso de las instalaciones de suministro a consumidores que no dispongan de corrector de presión en sus instalaciones, pero que dispongan de un regulador previo a la medición del gas, el factor de conversión por presión (K_p) se calculará considerando como presión de suministro la presión de tarado del regulador de gas.

En el caso de las instalaciones de suministro a consumidores conectadas a redes de presión máxima de servicio de 22 mbar y que no dispongan de un regulador previo a la medición del gas, el factor de conversión por presión (K_p) se calculará considerando como presión de suministro la presión de 22 mbar, salvo en los casos en los que los reguladores de las estaciones de regulación y medida que alimenten a dicha red estén tarados a una presión inferior, en cuyo caso se tomará dicha presión como referencia.

Para efectuar la conversión de la unidad de medida de los contadores másicos, kg, a la unidad de medida de energía establecida, kWh, también se utilizará el valor energético del gas referido al poder calorífico superior (PCS), medido en las condiciones de referencia del sistema gasista.

La fórmula de cálculo a aplicar será la siguiente:

$$E[kWh] = M[kg]/D \left[\frac{kg}{m^3} \right] * PCS \left[\frac{kWh}{m^3} \right]$$



Siendo:

E = Energía entregada en el punto de suministro.

M = Masa medida en las condiciones de suministro.

D = Densidad del gas (en condiciones de referencia)

PCS = Poder calorífico superior (en condiciones de referencia)

El cociente M/D determina el valor del volumen m³ de gas en condiciones de referencia.

El valor D de la densidad normalizada se determina a partir de la densidad del gas relativa al aire y a la densidad del aire en condiciones de referencia (ISO 6976)

$$D = G * D_{air}$$

Siendo:

G = Densidad relativa al aire (Specific Gravity) según UNE-EN ISO 6976:2017 o la norma o versión que la sustituya.

D_{air} = densidad del aire en condiciones de referencia (1,292923 kg/m³)

2.6.4 PCS aplicable a consumidores conectados a redes de transporte.

En el caso de consumidores conectados a redes de transporte se aplicarán los valores diarios de PCS que correspondan al punto de medición más próximo situado aguas arriba, que se encuentre analizando un gas de características similares dado el sentido del flujo del gas.

2.6.5 PCS aplicable a consumidores conectados a redes de distribución.

Para los puntos de suministro, que no dispongan de equipos de medición del poder calorífico superior (PCS), se les asignará, a efectos de facturación, el poder calorífico superior medio diario (PCS_{Diario}) correspondiente a la red de distribución donde se ubiquen, calculado de acuerdo con la siguiente fórmula.

$$PCS_{Diario} = \frac{\sum_{i=1}^m (V_i * PCS_i)}{\sum_{i=1}^m V_i}$$

Siendo:

i = Conexión de la red de distribución donde se ubica el punto de suministro, con la red de transporte o distribución situada aguas arriba y con las plantas de producción de otros gases.

m = Número de conexiones de la red de distribución donde se ubica el punto de suministro, con la red de transporte o distribución situada aguas arriba y con las plantas de producción de otros gases.

V_i = Volumen de gas vehiculado el día "d" a través de la conexión "i" de la red de distribución donde se ubica el punto de suministro.

PCS_i = PCS medio del gas determinado por el analizador de composición asociado a la conexión "i" de la red de distribución, ya sea el que se ubique en el PCTD o el



más próximo situado aguas arriba, o el correspondiente a la inyección en distribución de las plantas de producción de otros gases.

2.6.5.1 Consumidores sin equipo de telemedida

En el caso de consumidores de lectura mensual o superior, para determinar el poder calorífico superior medio (PCS_{Medio}) a utilizar en el cálculo de los kWh consumidos en el período de facturación, se aplicará la media de los valores diarios del $PCS_{Diario d}$ de la red de distribución donde se ubique el consumidor, ponderada por el volumen diario de gas vehiculado a través de la misma, durante los 30 o 60 días inmediatamente anteriores al día «n-2» de la última lectura, en función de si la lectura es mensual o bimestral, y de acuerdo con las siguiente fórmulas.

Lectura mensual:

$$PCS_{Medio} = \frac{\sum_{d=n-32}^{n-3} (V_d * PCS_{Diario d})}{\sum_{d=n-32}^{n-3} V_d}$$

Lectura bimestral:

$$PCS_{Medio} = \frac{\sum_{d=n-62}^{n-3} (V_d * PCS_{Diario d})}{\sum_{d=n-62}^{n-3} V_d}$$

Siendo:

PCS_{Medio} = Poder calorífico superior medio aplicable a los periodos de facturación cuya última lectura se realice el día «n»

d = Día del periodo de facturación. n = Día de la última lectura.

V_d = Suma del volumen de gas vehiculado el día «d» a través de todas las conexiones de la red de distribución donde se ubica el consumidor, con la red de transporte o distribución situada aguas arriba y con los puntos de conexión a plantas de producción de otros gases.

$PCS_{Diario d}$ = PCS_{Diario} del gas vehiculado a la red de distribución dónde se ubica el punto de suministro durante el día «d».

2.6.5.2 Consumidores con equipo de telemedida.

En el caso de puntos de suministro con telemedida, se aplicará al menos el poder calorífico superior diario (PCS_{Diario}), calculado según se ha descrito, al consumo diario, pudiendo utilizarse los datos horarios ($PCS_{Horario}$) en caso de disponer de dicha información.

Cuando se utilicen los datos horarios del PCS, estos se asignarán de la siguiente manera:

- Si el punto de suministro está situado en una red de distribución con un único punto de conexión con la red de transporte o distribución aguas arriba se le asignará el $PCS_{Horario}$ que determine el equipo de análisis asociado a la conexión.
- Si el punto de suministro está situado en una red de distribución con varios puntos de conexión con la red de transporte o distribución aguas arriba o con inyección desde una o varias plantas de producción de otros gases, el valor del $PCS_{Horario}$ se corresponderá con el valor medio de los datos de $PCS_{Horario}$ que determinen los



equipos de análisis asociados a cada una de las diferentes conexiones, ponderados por el volumen horario de gas vehiculado por cada una de ellas.

2.6.6 Información a publicar sobre el factor de conversión.

El GTS publicará en el SL-ATR el listado de municipios suministrados mediante gas natural (incluyendo los suministrados a partir de plantas satélites de GNL), con los factores de conversión de volumen aplicables a los consumidores que no disponen de conversores de presión y temperatura.

Este listado incluirá, para cada municipio, la altitud considerada y el valor del factor de conversión F_c correspondiente a las presiones de suministro, incluyendo al menos las seis presiones relativas estandarizadas (20 mbar, 22 mbar, 50 mbar, 55 mbar, 100 mbar y 150 mbar) y a una temperatura media de suministro de 10 °C, que se considerará la temperatura media ponderada a nivel nacional. Será responsabilidad de la compañía distribuidora la comunicación al GTS de los municipios en los que se realiza la actividad de distribución de gas, junto con la identificación de las conexiones de las redes de distribución de dichos municipios con la red de transporte o distribución aguas arriba y con las plantas de producción de otros gases si las hubiera.

Asimismo, en el SL-ATR se identificará para cada red municipal, el número de conexiones con la red de transporte o distribución aguas arriba y con las plantas de producción de otros gases si las hubiera, así como los analizadores de composición que cuenten con control metrológico asociados a cada conexión, recogiendo para cada una de ellas el poder calorífico superior medio diario (PCS_i) y el volumen diario de gas vehiculado a través de ellas (V_i), así como el poder calorífico superior medio diario de la red donde se ubiquen los puntos de suministro (PCS_{Diario}), calculado según lo establecido en el apartado 2.6.4.

Diariamente, el GTS publicará en el SL-ATR el poder calorífico superior medio de cada red de distribución (PCS_{Medio}) correspondiente al día anterior (día «n») y calculado según lo establecido en el apartado 2.6.4.1, así como la información detallada en el apartado 2.4.5.

El SL-ATR deberá mantener un histórico de al menos 24 meses con esta información, al objeto de poder permitir la verificación, por parte de los órganos competentes, del cálculo del PCS_{Medio} utilizado a efectos de determinar los kWh consumidos en el período de facturación.

La información anterior, comprensible para el usuario final, que incluya el factor de conversión F_c aplicable a las presiones de suministro, incluyendo cada una de las seis presiones relativas estandarizadas (20 mbar, 22 mbar, 50 mbar, 55 mbar, 100 mbar y 150 mbar) de cada red de distribución, junto con su poder calorífico superior medio diario (PCS_{Diario}), será publicado en la página web del GTS. Asimismo, dicha página incluirá la posibilidad de que los consumidores de lectura mensual o superior, introduciendo la red de distribución del punto de suministro y la fecha de la última lectura del consumo a facturar, puedan obtener el PCS_{Medio} aplicable en la factura.

En el caso de los municipios con suministro de gas natural obtenido a partir de plantas satélites o alimentados mediante gas manufacturado, la información anterior será publicada en la página web de la empresa distribuidora, que será responsable de mantener dicha información actualizada.



2.6.7 Calendario de medidas.

El envío de medidas al SL-ATR seguirá los calendarios expuestos en este apartado. En el caso de que alguno de los hitos establecidos para las medidas finales provisionales (m+3) y finales definitivas (m+15) en los calendarios correspondiese a un sábado, domingo o festivo nacional, éste será desplazado al día laborable inmediatamente posterior.

Antes del 15 de septiembre de cada año, el GTS publicará el calendario asociado al proceso de envío de medidas finales provisionales (m+3) y finales definitivas (m+15) del año de gas siguiente, con el fin de identificar y rectificar las posibles inconsistencias que pudieran producirse en los envíos y publicaciones de esta información.

2.6.7.1 Medida diaria provisional (d+1)

- Antes de las 4 horas posteriores al cierre del día de gas d, los responsables de proporcionar la medida del gas vehiculado indicados en el apartado 2.6.1. de este Capítulo facilitarán, a través del SL-ATR, dicha cantidad en los puntos de medida a los operadores que la necesiten para poder realizar el reparto (envío de ficheros de mensajería de emisiones al SL-ATR).
- Antes de las 7 horas y 30 minutos posteriores al cierre del día de gas, los usuarios, el GTS o los operadores podrán solicitar la revisión de la medida diaria provisional d+1.
- Antes de las 7 horas y 45 minutos posteriores al cierre del día de gas, los responsables de proporcionar la medida del gas vehiculado indicados en el apartado 2.6.1. de este Capítulo, comunicarán, a través del SL-TR, las revisiones de las cantidades que hayan de ser modificadas con respecto al envío inicial.

2.6.7.2 Medida final provisional (m+3)

- Antes de la finalización del día 5 del mes m+3, los responsables de proporcionar la medida del gas transitado indicados en el apartado 2.6.1. de este Capítulo facilitarán, a través del SL-ATR, la medida de cada uno de los días del mes m, como medidas finales provisionales m+3. Este envío no será necesario si el responsable de la medida no modifica la medida previamente enviada.
- Antes de la finalización del día 20 del mes m+3, los responsables de proporcionar la medida del gas vehiculado indicados en el apartado 2.6.1. de este Capítulo podrán enviar, a través del SL-ATR, rectificaciones diarias para cada uno de los días del mes m, como medidas finales provisionales m+3. Este envío no será necesario si el responsable de la medida no modifica la medida previamente enviada.

Los responsables de proporcionar la medida del gas vehiculado indicados en el apartado 2.6.1. facilitarán, a través del SL-ATR, las medidas finales provisionales (m+3) antes de las fechas publicadas por el GTS en el calendario asociado al proceso de envío de medidas finales provisionales (m+3) para cada año de gas.

2.6.7.3 Medida final definitiva (m+15)

- Antes de la finalización del día 5 del mes m+15, los responsables de proporcionar la medida del gas vehiculado indicados en el apartado 2.6.1. de este Capítulo



facilitarán, a través del SL-ATR, la medida de cada uno de los días del mes m , como medidas finales definitivas ($m+15$). Este envío no será necesario si el responsable de la medida no modifica la medida previamente enviada.

- Antes de la finalización del día 20 del mes $m+15$, los responsables de proporcionar la medida del gas vehiculado indicados en el apartado 2.6.1. de este Capítulo podrán enviar, a través del SL-ATR, rectificaciones diarias para cada uno de los días del mes m , como medidas finales definitivas ($m+15$). Este envío no será necesario si el responsable de la medida no modifica la medida previamente enviada.

Los responsables de proporcionar la medida del gas vehiculado indicados en el apartado 2.6.1. facilitarán, a través del SL-ATR, las medidas finales definitivas ($m+15$) antes de las fechas publicadas por el GTS en el calendario asociado al proceso de envío de medidas finales definitivas ($m+15$) para cada año de gas.

2.6.8 Controles a las medidas diarias provisionales en los puntos PCTG, PCLD, PCTD, PCDD y PCDG.

Para cada PCTG, PCLD, PCTD, PCDD y PCDG con envío de emisión en el proceso diario provisional ($d+1$), el SL-ATR dispondrá de un concepto denominado “máxima cantidad previsible”, definido por los responsables del gas transitado indicados en el apartado 2.6.1. de este capítulo. Dichos valores serán calculados inicialmente en el SL-ATR como la máxima cantidad histórica real medida en cada punto, siendo el responsable de su supervisión los citados responsables del gas transitado, que podrán modificarlos en función de las previsiones de medida asociadas al punto. Se fija un mínimo de 1 GWh/día para la máxima cantidad histórica previsible de estos puntos. En el caso de altas de uno de estos nuevos puntos, serán los responsables del gas transitado los encargados de facilitar el valor de las máximas cantidades previsibles y comunicar estos valores al GTS para que sean implementados en el SL-ATR.

Cada día, el SL-ATR realizará una comparativa entre la cantidad enviada por el responsable del gas transitado en cada uno de estos puntos y su valor máximo previsible. En el caso de que la cantidad diaria enviada para un punto supere en un 50% la máxima cantidad previsible cargada en el SL-ATR, dicha cantidad será estimada por el SL-ATR.

En el supuesto de que el punto de conexión sea un PCTD o PCDD, la estimación se realizará a partir de la suma de los repartos telemididos y no telemididos calculados por el responsable del reparto (asumiendo que la diferencia entre la emisión neta en el punto y los consumos incrementados en sus mermas retenidas correspondientes es nula) y las medidas de los puntos de este tipo conectados directamente con la red.

Si se trata de un PCLD, PCTG o PCDG, dicha estimación será el propio valor de cantidad máxima previsible.

El hecho será comunicado a través del SL-ATR a los operadores y usuarios afectados para que, dentro de los plazos establecidos en el proceso diario ($d+1$) puedan revisar, modificar o reclamar sus datos.



2.6.8.1 Control a la medida del gas transitado

- Responsable: responsable del gas transitado conforme al apartado 2.6.1. de este Capítulo.
- Control: comprobar que las medidas a facilitar no superan la cantidad máxima previsible disponible en el SL-ATR.
- Acción: el responsable revisará y corregirá el valor de la cantidad facilitada en caso necesario, y notificará la situación a los operadores de las instalaciones afectadas. En el caso de que tenga certeza que la cantidad es correcta, deberá actualizar la cantidad máxima previsible en sus sistemas y en el SL-ATR.

2.7 **Control metrológico de las instalaciones de medida.**

Las instalaciones de medición y análisis de gas deberán cumplir aquellos aspectos regulados por la normativa metrológica legal española de aplicación y, en particular, por lo dispuesto en la Ley 32/2014, de 22 de diciembre, y sus normas de desarrollo.

Los contadores y dispositivos de conversión o computadores de caudal, incluidos en el alcance del Real Decreto 244/2016, de 3 de junio, y en la Orden ICT/155/2020, de 7 de febrero, serán comercializados, puestos en servicio y verificados periódicamente de acuerdo con la normativa en vigor en el momento de puesta en servicio.

En aquellos aspectos en los que no exista desarrollo normativo, será de aplicación lo dispuesto en este apartado.

2.7.1 **Responsabilidad de los agentes.**

El control metrológico de los equipos, incluyendo las verificaciones metrológicas, se realizará según lo establecido en materia de competencias, ejecución y obligaciones de los diferentes agentes, en la Ley 32/2014, de 22 de diciembre, siendo los gastos generados a cargo del sujeto titular de los equipos, salvo acuerdos firmados entre las partes o subrogados a ellos por una de las partes, firmados con anterioridad a la entrada en vigor de estas NGTS.

2.7.2 **Requisitos generales**

Como criterio general, el marco competencial para la ejecución del control metrológico de los sistemas de medida, los agentes intervinientes en el mismo y su designación, así como los requisitos que deben cumplir, serán los definidos en la normativa metrológica legal vigente.

Se deberán establecer programas de verificación metrológica periódica de los sistemas de medición para averiguar si éstos conservan la precisión de medida requerida, o si resulta necesario ajustar o reparar alguno de los elementos que constituyen el sistema.

La verificación metrológica periódica de los contadores, excepto los ultrasónicos y másicos tipo Coriolis, se deberá realizar por medio de laboratorios acreditados conforme a los criterios de la Norma ISO 17025 para la realización de calibraciones de contadores de gas, utilizando como fluido aire o gas natural. O cualquier otro gas siempre que dé resultados metrológicos similares con un número de Reynolds dentro de +- 5% del número de Reynolds en las condiciones de medida previstas. En el caso de que la presión de operación del contador sea superior a 35 bar, la verificación metrológica deberá realizarse por medio de laboratorios



acreditados, en condiciones de operación, conforme a los criterios de la Norma ISO 17025 para la realización de calibraciones de contadores de gas. y a una presión superior a 35 bar.

La verificación metrológica periódica de los contadores ultrasónicos y másicos tipo Coriolis se deberá efectuar «in-situ», aplicando un procedimiento particular que deberá haber sido aprobado previamente por las partes afectadas e incluido en el protocolo de medición.

Los resultados que se obtengan de la misma, si están fuera de los márgenes de error aceptados por la reglamentación aplicable, darán lugar a regularizaciones.

Cuando las condiciones de operación de un contador obliguen a la verificación metrológica a alta presión (mayor de 35 bar), o dicho contador se instale por primera vez, la curva de errores resultante de la calibración a diferentes caudales se introducirá en el conversor / computador de caudal, siempre que no esté incluido en la configuración del contador, con el objeto de corregir los errores en los caudales de operación habituales del contador. Para aquellas condiciones de operación inferiores a 35 bar, se podrá introducir la curva de error en el computador de caudal/conversor de volumen siempre que se disponga de la misma y se justifique adecuadamente la mejora en la incertidumbre de la medida, previa comunicación a la otra parte implicada.

La verificación metrológica periódica de los conversores / computadores de caudal con sus elementos asociados, transmisor de presión y sonda de temperatura en el caso de medición volumétrica, se deberá realizar “in-situ”, en la misma disposición y situación en la que están instalados, con la idea de reproducir durante la verificación las condiciones de trabajo de los transmisores.

En caso de acuerdo entre las partes y, siempre que haya una motivación justificada, la disposición de los elementos se podrá modificar para facilitar la verificación de estos.

En los puntos del Sistema Gasista, los comercializadores afectados por la medición, así como los operadores de las redes correspondientes, vendrán autorizados para exigir su verificación metrológica periódica con la frecuencia que reglamentariamente corresponda o se establezca mediante este capítulo.

Como norma general, los operadores de las redes serán los encargados de comprobar que se realiza la verificación metrológica periódica de los sistemas de medición, tomando como base de partida el inventario de equipos de medida de los puntos del Sistema Gasista conectados a su red, para garantizar que la totalidad de equipos sean sometidos a verificación metrológica dentro del período establecido en este capítulo. En el supuesto de que el titular del sistema de medición no cumpliera con su obligación y, transcurrido el plazo máximo de tres meses tras recibir la notificación por escrito, el operador de la red podrá solicitar la realización de la verificación a los agentes competentes para ello, yendo a cargo de dicho titular los costes que se generen.

De igual modo, los distribuidores y transportistas podrán comprobar si se han realizado las verificaciones metrológicas periódicas de los sistemas de medición de los puntos de suministro conectados a sus redes. En el supuesto de que el titular del sistema de medición no cumpliera con su obligación, pasado un plazo máximo de tres meses tras recibir la notificación por escrito, el distribuidor o transportista podrá solicitar la realización de la



verificación a los agentes competentes para ello, yendo a cargo de dicho titular los costes que se generen.

Como resultado de estos procesos de verificación metrológica periódica, se generará un certificado de verificación de cada equipo en el que se reflejará la precisión de la medida en cada intervalo de caudal frente a los valores límite aceptables definidos en la legislación metrológica vigente, o en su ausencia en la directiva europea vigente, o en su ausencia en la norma UNE correspondiente. En los períodos en que dichos equipos estuviesen fuera de servicio por estar sometidos a verificación metrológica, se deberá previamente acordar entre los sujetos involucrados el consumo a contabilizar a efectos de reparto, asignación o facturación del gas entregado o de los servicios de acceso prestados, de acuerdo a lo establecido en el manual de operación y protocolo de medición firmado entre las partes, en caso de existir.

Lo dispuesto para la verificación metrológica periódica, será también de aplicación para la verificación metrológica después de reparación o modificación.

La reparación/ajuste/modificación se efectuará cuando exista avería, cuando el resultado de la verificación metrológica periódica así lo aconseje o bien por acuerdo entre los sujetos implicados.

Si, como consecuencia de una verificación metrológica periódica, o por una avería, se debe reparar, ajustar o modificar el contador, el titular del equipo deberá instalar, lo antes posible o en un plazo máximo de 5 días laborables, salvo causa justificada, un contador alternativo durante el tiempo en que el contador original se encuentre fuera de su ubicación, excepto si el diseño de la instalación permite utilizar otra línea de medición durante dicho período.

En los consumidores con obligación de contar con teled medida, si como consecuencia de una verificación metrológica periódica, o por una avería, se debe proceder a reparar/ajustar/modificar el conversor con sus elementos asociados, transmisor de presión y sonda de temperatura, el titular del equipo deberá instalar un conversor alternativo durante el tiempo en que el conversor original se encuentre fuera de su ubicación, excepto si el diseño de la instalación permite una medición alternativa durante dicho período.

2.7.3 Verificaciones metrológicas periódicas de los equipos de medida.

2.7.3.1 Puntos de entrada de la red de transporte.

En los PCI, PCAS, PCPR, PCY, PCTG PCTD y PCDG las verificaciones metrológicas periódicas correspondientes al factor de conversión, lazos de presión y de temperatura para medición volumétrica, y para computadores de caudal en medición másica, medida y volumen (prueba en serie) se realizarán de acuerdo a la siguiente clasificación:

- Para PCI, PCAS, PCPR, las verificaciones se realizarán con frecuencia mensual.
No obstante, si después de realizar estas verificaciones mensuales durante un período de tiempo, los errores se encuentran dentro de la tolerancia admitida se podría, previo acuerdo de los operadores implicados y el GTS, disminuir la frecuencia indicada anteriormente, sin que el período exceda de seis meses.
- Para PCY, PCTG y PCTD con sentido de flujo distribución-transporte se aplicará lo dispuesto para los puntos de salida de la red de transporte.



2.7.3.2 Puntos de entrada al sistema a través de redes de distribución

Para PCDG se aplicará lo dispuesto para los puntos de salida de la red de transporte.

2.7.3.3 Puntos de salida de la red de transporte (PCTT, PCLD y PCTD con sentido de flujo transporte-distribución

Las verificaciones metrológicas periódicas se realizarán con la periodicidad indicada en la tabla siguiente tanto para medición volumétrica como másica:

Tabla 5: Verificaciones metrológicas periódicas de equipos de medida en los puntos de salida de la red de transporte

	Periodicidad	Tipo de prueba
Factor de conversión	6 meses (*)	Campo
Lazo de presión	6 meses (*)	Campo
Lazo de temperatura	6 meses (*)	Campo
Medida y volumen (prueba en serie)	6 meses (*)	Campo
Analizador de composición, cambio de gas patrón	El cambio del gas patrón se realizará antes de la fecha de fin de la validez de la muestra y siempre dentro de las condiciones de utilización que se indiquen en el certificado.	Campo
Verificación metrológica de contadores	6 meses (**)	Laboratorio

(*) Si después de realizar estas operaciones con la periodicidad indicada durante un período de tiempo los errores se encuentran dentro de la tolerancia admitida, se podría, previo acuerdo de los operadores implicados y el GTS, disminuir la frecuencia indicada anteriormente, sin que el período de verificación metrológica exceda de doce meses a excepción de líneas directas y otros consumidores que pueden condicionar la operación normal de la red a la que están conectados. En el caso de que se realice más de una operación anual, la frecuencia entre verificaciones de 6 meses podrá modificarse en +-2 meses en aquellos casos en los que se estime que las condiciones de caudal no permitan realizar dicha prueba en serie en la fecha planificada.

(**) Siempre que se hagan las pruebas en serie cada año y el resultado de las mismas esté dentro de los límites exigidos. En caso de que no se pudiesen realizar por caudales insuficientes, se podrá acordar entre las partes mantener el periodo establecido en la tabla para las verificaciones metrológicas de contadores en laboratorio. En caso de no acuerdo, se deberá verificar el contador en laboratorio cada 2 años. Si el diseño de la instalación no



permite la realización de la prueba en serie, la verificación metrológica del contador en laboratorio será cada dos años

Los contadores que se instalen deberán disponer de un certificado de calibración de menos de 2 años de antigüedad en todos los casos.

Para el caso de los contadores utilizados para medir el autoconsumo de turbocompresores/motocompresores de las estaciones de compresión, se considerarán como salidas de la red de transporte, a efectos de verificación. En los contadores utilizados para el resto de autoconsumos (por ejemplo, en calderas, vaporizadores de combustión sumergida, generadores de electricidad, compresores de los almacenamientos subterráneos, fuel-gas en plantas de regasificación...), la periodicidad será de 15 años para los contadores de membrana y 8 años para los de turbina/cuantómetro.

2.7.3.4 Puntos de suministro desde redes de distribución y puntos de entrega entre redes de distribución

En el caso de que el transportista o distribuidor no sea el propietario de la estación de medida, el cliente realizará las verificaciones metrológicas con la periodicidad correspondiente, bien por ser PCLD o bien por ser punto de suministro.

Las verificaciones metrológicas periódicas de los elementos de medida se realizarán según lo indicado a continuación:

Contadores:

La periodicidad de la verificación metrológica de los contadores será la indicada en la ICT 155/2020 si es de aplicación; en caso de que no fuese será la indicada en el cuadro siguiente:

Tabla 6: Verificaciones metrológicas periódicas de los contadores

Tipo contador	Consumo anual por línea (C) (GWh/año)		
	$C \leq 3$	$3 < C \leq 30$	$C > 30$ (*)
Turbina	4 años	4 años	2 años
Pistón	6 años	6 años	3 años
Membrana	15 años	15 años	NA

(*) Si el diseño de la instalación lo permite, prueba en serie anual, excepto que el consumo anual sea superior a 1.000 GWh/año que será semestral y verificación metrológica del contador como máximo cada 6 años.

Los contadores que se instalen deberán disponer de un certificado de calibración. Los periodos indicados en la tabla comenzarán a contar desde la puesta en servicio del contador.

Lazos de medida:

La periodicidad de la verificación metrológica de los lazos de medida (transmisor de presión y sonda de temperatura) será la indicada en el cuadro siguiente:



Tabla 7: Verificaciones metrológicas periódicas de los lazos de medida de presión y temperatura

Consumos (C) (GWh/año)	$C \leq 5$	$5 < C \leq 100$	$100 < C \leq 1.000$	$C > 1.000$
Periodicidad	4 años	2 años	1 año	6 meses

Los conversores que se instalen deberán disponer de un certificado de verificación de una antigüedad al menos la mitad del período de verificación que le corresponda. Los periodos indicados comenzarán a contar desde la puesta en servicio del equipo.

Analizadores de composición:

Las botellas de gas patrón estarán certificadas por un laboratorio acreditado para el análisis del gas según la Norma ISO 17025.

El cambio del gas patrón se realizará antes de la fecha de fin de la validez de la muestra y siempre dentro de las condiciones de utilización que se indiquen en el certificado.

Se procederá a la verificación metrológica periódica del analizador de composición como mínimo cada 12 meses y siempre que se realice el cambio de gas patrón.

2.7.4 Comprobaciones extraordinarias a petición de parte.

Para todos los puntos de medida del Sistema Gasista, cualquier sujeto afectado por la medida de éstos podrá exigir la calibración/verificación extraordinaria de la instalación de medición, en aquellas situaciones en las que existiese presunción justificada de un incorrecto funcionamiento de los equipos de medida instalados.

La retirada del contador para el envío a calibración/verificación deberá realizar en un plazo máximo de 2 meses desde la fecha de petición, salvo que por causa justificada no sea posible.

La calibración/verificación deberá realizarse en un plazo máximo de 3 meses desde la fecha de retirada del contador, salvo que por causa justificada no sea posible.

En tales casos, el alcance de la calibración/verificación extraordinaria será idéntico al de la verificación periódica prevista en el control metrológico, debiendo realizarse estas operaciones en el equipo de medida por agentes competentes para efectuar verificaciones metrológicas, con la mayor brevedad posible, y respetando en todo caso la continuidad del suministro. Los costes generados por la comprobación extraordinaria de los equipos de medida serán a cargo del solicitante salvo que el control metrológico de los mismos confirmase la existencia de una desviación superior a la admisible, en cuyo caso correrán a cargo del titular del equipo.

2.8 Regularización de lecturas y mediciones.

En los casos de calibración/verificación metrológica periódica, de calibración/verificación después de reparación o modificación, y/o de calibración/verificación extraordinaria realizada a petición de parte de los equipos de medida o análisis de calidad, si se observa que se



exceden las tolerancias admitidas para el equipo en cuestión, se procederá a la regularización de los suministros efectuados conforme a lo establecido en este apartado.

En el supuesto de detectarse errores que excedan las tolerancias admisibles, se corregirán y regularizarán las cantidades previamente determinadas a partir de las lecturas originales. La regularización de las cantidades se extenderá a un cierto período de tiempo previo a la fecha de realización de la comprobación que detectó el error y se establecerán en base a los siguientes criterios:

- El período de tiempo sujeto a corrección y la refacturación complementaria a que diera lugar, se calcularán de acuerdo con lo establecido en la legislación vigente.
- El GTS publicará en su página web el procedimiento estándar de cálculo de regularizaciones derivadas de excesos sobre las tolerancias máximas establecidas.
- Una vez conocido el error, mientras la causa origen del mismo no sea subsanada, las limitaciones del período de tiempo afectado no serán de aplicación y, en consecuencia, dicho período se extenderá al total de la duración de la causa, sin perjuicio de la responsabilidad que pudiera derivarse de la no rectificación del error detectado. La corrección por cantidad que se aplicará durante el período afectado será la correspondiente al exceso que supere el error máximo admisible.
- En caso de detectarse anomalías en la medida que vengán derivadas de problemas en la instalación, tales como resonancia, y que no sean detectables en calibraciones/verificaciones posteriores en laboratorio, las regularizaciones se harán en base a las mejores medidas disponibles aguas abajo.

2.9 Odorización del gas.

El gas deberá ser odorizado de forma que cualquier fuga pueda ser detectada con facilidad por el olfato humano normal cuando exista una mezcla cuya concentración volumétrica sea un quinto de la correspondiente al límite inferior de inflamabilidad.

2.9.1 Responsabilidad de los agentes.

Los transportistas de la red primaria entregarán el gas natural odorizado en las entradas al sistema de transporte, en las entradas a las redes de distribución y a los consumidores directamente conectados a sus redes de transporte. En el caso de inyección de otros gases en transporte o redes de distribución, los transportistas o distribuidores serán los responsables de la odorización.

Para optimizar los costes de instalación, en el caso de nuevas instalaciones de transporte secundario en las que exista consumo doméstico, el responsable de la odorización hasta los niveles indicados en el apartado 2.9.3 será el titular del punto de entrega transporte-transporte secundario.

Los distribuidores deberán asegurarse de que el gas natural que entreguen a los consumidores posea el olor característico, añadiendo compuestos odorizantes en la proporción necesaria cuando fuera preciso, de forma que se detecte su presencia.

Los niveles de odorización, en su caso, de aquellos gasoductos de transporte para tránsito a terceros países, se acordarán por los transportistas implicados.



2.9.2 Requisitos de los odorizantes

El odorizante empleado deberá reunir las siguientes condiciones:

- Proporcionar un olor característico y persistente.
- Proporcionar un olor específico para no ser confundido con otros olores encontrados corrientemente: olor de derivados del petróleo, gases de combustión, cocinas, perfumes, etc.
- Fácil de manipular y adicionar al gas.
- No tóxico en las concentraciones adicionadas al gas.
- Insoluble en agua y soluble en fase gas.
- Inerte frente a los diferentes tipos de materiales usados en las canalizaciones y poco absorbido por los residuos que se pueden hallar en el interior de la red.
- Poco absorbido por el terreno.
- De combustión sin producción de productos perjudiciales.
- Estabilidad química frente a los componentes del gas.

2.9.3 Criterios generales para la odorización.

Los transportistas de la red primaria entregarán el gas odorizado, siguiendo los siguientes criterios:

- a) Añadirán 15 mg de THT/ m³ de gas, o producto odorizante equivalente, en las entradas al sistema de transporte-distribución.
- b) Añadirán 7 mg de THT/ m³ de gas, o producto odorizante equivalente, en las entregas a transporte secundario con consumo doméstico que actualmente esté odorizando el transportista primario.
- c) Añadirán 7 mg de THT/ m³ de gas, o producto odorizante equivalente, en las entradas a las redes de distribución con consumo doméstico.
- d) Para la odorización del anillo de 35 bar de Barcelona, se añadirán a la salida de la planta de regasificación 22 mg de THT/ m³ de gas, o producto odorizante equivalente.

En los casos b) y c) que alimenten a redes con consumo doméstico se recomienda que en este caso el contenido mínimo de odorizante sea de 18 mg de THT por cada m³ de gas, o producto odorizante equivalente.

En el caso de inyección de otros gases en red de distribución o de transporte secundario con consumo doméstico se añadirán 22 mg de THT por cada m³ de gas, o producto odorizante equivalente.

Para la odorización de otros gases, tanto en redes de transporte como distribución, se deberán seguir los mismos criterios de seguridad que para el gas natural, con los niveles de exigencia de odorización actuales de cara a mantener la misma capacidad de detección del gas.



En caso de utilizar un producto odorizante diferente al THT, la concentración de odorizante a adicionar se adecuará para obtener un nivel de detección equivalente siendo necesario un consenso entre todos los titulares de las redes.

Cuando el gas recibido tenga algún contenido en odorizante se deberá analizar de qué tipo de odorizante se trata y qué compatibilidad tendrá con el que se añada, ya que podría darse el caso de que el añadido contrarrestase el efecto del olor del propio gas recibido.

Las concentraciones de productos odorizantes a adicionar se considerarán expresadas en las condiciones de referencia del sistema gasista.



3 Capítulo 3 «Buques»

3.1 Inspección de buques.

Los buques que se utilicen para las descargas/cargas de GNL en las instalaciones de regasificación deberán haber superado satisfactoriamente los procedimientos de inspección (“vetting”) exigidos por una compañía de reconocido prestigio a nivel internacional, especializada en la evaluación de buques de transporte de GNL.

Las inspecciones serán efectuadas por inspectores que posean la acreditación OCIMF (“Oil Companies International Marine Forum”) para buques de transporte de GNL, siguiendo las pautas y estando disponibles a través del programa SIRE (“Ship Inspection Report Programme”).

La validez de las inspecciones será: para buques menores de 5 años, 18 meses, para buques con antigüedad comprendida entre 5 y 15 años, 12 meses y para buques de más de 15 años, 6 meses.

Si el buque ha cumplido 15 años, deberá haber pasado una inspección de clase en dique seco durante los últimos 36 meses.

Asimismo, los titulares de las plantas de regasificación podrán exigir a los contratantes de los buques con 20 años o más desde su entrada en servicio la presentación de certificados adicionales de una sociedad de clasificación acerca del estado estructural de los mismos, tales como el CAP (“Condition Assessment Programme”) nivel 1 o 2, o similares que acrediten inspecciones específicas para buques de esta antigüedad, debiendo cada terminal publicar el detalle de sus requerimientos. La modificación de los requerimientos deberá ser anunciada con suficiente antelación.

En el caso de que se pretendan descargar/cargar buques que no hayan superado hasta la fecha ningún procedimiento internacionalmente reconocido de inspección, o bien, que hubieran sufrido alguna modificación importante posterior a la superación del mencionado procedimiento, la compañía comercializadora, transportista, o el consumidor directo en mercado contratante del buque, deberá facilitar la totalidad de la información solicitada tanto por el titular de la instalación de descarga/carga como por la compañía de inspección que vaya a realizar la evaluación del buque antes de que se proceda a la operación.

Además de los criterios de inspección indicados anteriormente, cada planta, podrá establecer criterios adicionales de aceptación de acuerdo con los estándares internacionales marítimos.

En cualquier caso, la autorización definitiva para que un buque que haya pasado la inspección, amarre y descargue o cargue GNL en una planta de recepción, almacenamiento y regasificación, será otorgada por el titular de la planta. La compañía comercializadora, o consumidor directo en mercado, deberá iniciar los trámites con la antelación suficiente, de forma que estén finalizados como paso previo a la realización de la programación vinculante de la operación del buque.

No obstante, los buques consumidores de GNL que utilicen las instalaciones de regasificación para bunkering deberán haber superado satisfactoriamente los



procedimientos de inspección y aceptación (“vetting”) exigidos por el operador de las mismas, si los hubiera.

3.2 Estudios de compatibilidad.

En el caso de utilización de buques que no hayan previamente descargado/cargado GNL en la correspondiente instalación, con el fin de poder analizar su compatibilidad con las terminales, dichas comercializadoras deberán suministrar todos los datos referentes a los buques que le sean solicitados por parte del titular de la instalación.

En función de estos datos se analizará la compatibilidad en lo referente, entre otros, y si aplica, a brazos de descarga, puntos de contacto con las defensas, número de puntos de amarre, posición del «manifold» y pasarela de acceso de tierra al buque, comprometiéndose el titular de la instalación a emitir el correspondiente informe en el plazo de 7 días hábiles desde la presentación por parte de la comercializadora del último documento de la información pertinente.

Dicho informe será provisional siendo entregado el definitivo una vez finalizada la primera operación de descarga/carga de GNL de manera satisfactoria.

3.3 Atraque seguro e instalaciones de descarga.

El titular de la instalación de descarga/carga deberá cumplir con las condiciones establecidas en las regulaciones internacionales estándar aceptadas en la industria del GNL; entre otras las siguientes:

- Iluminación suficiente, hasta los límites permitidos por las autoridades portuarias, que permita realizar las maniobras de acceso o abandono del muelle, de acuerdo con la reglamentación específica de cada puerto;
- Brazos de descarga/carga, tuberías y otros equipos necesarios para permitir las operaciones de GNL;
- Instalaciones para el retorno de vapor adecuados para mantener una presión operativa en los tanques de carga del buque, siempre dentro de los rangos operativos especificados para el buque;
- Acceso/s seguro/s para el personal del buque y el que acceda al mismo;
- Un sistema de comunicaciones que cumpla con las regulaciones aplicables y permita estar en comunicación con el buque en todo momento;
- Instalaciones que faciliten el suministro de nitrógeno a los buques metaneros.

3.4 Autorizaciones y Servicios Portuarios.

Será responsabilidad del buque o del agente que designe, obtener de la autoridad portuaria los correspondientes permisos de descarga/carga, siendo además de su responsabilidad la contratación de los servicios pertinentes para el atraque, entre otros: prácticos, remolcadores y amarradores.

3.5 Determinación de energía descargada/cargada transferida desde/a buques en plantas de regasificación.



La cantidad y calidad del GNL descargado/cargado se medirá de acuerdo con lo establecido en este capítulo.

3.5.1 Criterios generales

Para los procesos de carga o descarga de GNL y, con la suficiente antelación a la primera operación del usuario, éste designará su representante, que actuará de acuerdo con el contrato en nombre de su empresa. En el caso de que la operación de carga o descarga sea compartida por varios usuarios, estos designarán un único representante para que actúe en nombre de todos ellos. Los usuarios notificarán por escrito a los titulares de la planta de regasificación la designación de sus representantes o cualquier cambio de los mismos.

Así mismo, podrán designar un Inspector Independiente de acuerdo con su suministrador para supervisar y verificar las mediciones, muestreo y análisis del GNL descargado/cargado. El coste de esta inspección será asumido por las compañías que compartiesen dicho cargamento.

Los titulares de la planta de regasificación y del buque pondrán a disposición de los representantes de las partes toda la información necesaria para el control y determinación de las cantidades y calidades de gas. Esta información será archivada por el titular de la planta de regasificación y por el usuario durante un período mínimo de cuatro años.

La determinación de las cantidades transferidas en una operación de carga/descarga a través de brazos se realizará mediante la utilización de los sistemas de medición del buque, teniendo en cuenta lo establecido en el apartado 3.5.9.1, y en caso de no disponibilidad, ausencia de los mismos o si las partes así lo acuerdan, se utilizarán los sistemas de medición de la terminal.

Para las operaciones de carga que se realicen a través de mangueras flexibles, la determinación de las cantidades transferidas se realizará mediante los sistemas de medición instalados en la planta y en caso de no disponibilidad, ausencia de los mismos o si las partes así lo acuerdan, se utilizarán los sistemas de medición del buque.

Independientemente del método empleado, la calidad del GNL y del vapor se determinará mediante análisis cromatográfico en planta o a través de nuevas tecnologías que puedan aparecer en el mercado.

En los Anejos 1, 2 y 3 se incluyen documentos que recogen los informes tipo de descarga y de carga con el listado de información a archivar en relación con el control y determinación de la cantidad y calidad del GNL.

El titular del buque deberá proporcionar, mantener y operar los instrumentos necesarios para la determinación del nivel, presión y temperatura en los tanques de GNL de los buques.

El titular de la planta de regasificación deberá proporcionar, mantener y operar los instrumentos necesarios para la determinación de la calidad y composición del GNL y de vapor, los sistemas de toma de muestras, así como cualquier otro instrumento necesario para la determinación final de las cantidades energéticas netas cargadas o descargadas.

El titular del buque, antes de cualquier operación de carga o descarga, deberá poner a disposición del titular de la planta de regasificación las tablas de corrección de cada tanque del buque, verificadas por una autoridad independiente, mutuamente reconocida por las



partes, así como los Certificados de Verificación de los instrumentos necesarios para la determinación del nivel, temperatura y presión en los tanques de GNL. Dichos instrumentos deberán estar precintados por la misma autoridad que concedió el primer certificado de calibración o posterior tras verificaciones periódicas, de manera que se asegure que no hayan sido manipulados con posterioridad.

En el caso de que la planta de regasificación disponga de una instalación con medición dinámica de GNL y vapor para carga de buques, antes de cualquier operación en la que vaya a ser utilizada, el titular de la planta deberá poner a disposición del representante del usuario y/o al titular del buque los Certificados de Calibración/Verificación de los equipos e instrumentos necesarios para la determinación del flujo, y la Aprobación de Tipo de Sistema de Medida que indique la regulación en vigor. Dichos equipos e instrumentos deberán estar precintados por la misma autoridad que concedió el primer certificado de calibración o posterior tras verificaciones periódicas, de manera que se asegure que no hayan sido manipulados con posterioridad.

La operación será realizada y dirigida por el titular correspondiente en presencia de los representantes de las partes. Durante las operaciones de carga o descarga, las partes o sus representantes podrán expresar su disconformidad con las operaciones realizadas por el titular, sin que esto pueda tener, como consecuencia, el bloqueo de las operaciones.

Finalizada la operación, el titular de la planta de regasificación de GNL elaborará el Informe de las Cantidades Cargadas o Descargadas, donde se detallarán, además de los datos obtenidos, el proceso de cálculo de dichas cantidades. Antes de la salida del buque, dicho informe se firmará por duplicado por las partes, con indicación explícita de su aceptación o reparos al contenido del mismo. En caso de solicitud por parte del buque o el comercializador de un early departure, la planta de regasificación podrá autorizar el mismo siempre que el representante del usuario se encuentre presente y haya dado su conformidad y se disponga de toda la información necesaria para el cálculo de la energía transferida en la operación, así como de otros documentos, si los hubiera, que requieran presencia física a la hora de ser firmados. Si el representante del usuario no estuviera presente en las operaciones de carga o descarga, esto se hará constar en el informe y se considerará que el usuario se encuentra conforme con dicho informe.

La energía cargada/descargada a tener en cuenta en dicho informe será siempre la calculada por la planta de regasificación mediante los equipos disponibles, salvo que las partes implicadas acuerden lo contrario.

En caso de disconformidad con el informe, el titular de la planta de regasificación, así como el representante del usuario, guardarán toda la documentación relacionada con la operación, hasta el momento en que se produzca una resolución.

En el caso en el que aparezcan nuevos procedimientos, normas o instrumentos de medida, de cantidad o calidad de gas, que proporcionen mayor fiabilidad, precisión o rapidez y sean económicamente rentables, el titular de la planta de regasificación y el usuario se comprometen a estudiar la posibilidad de utilizar estos procedimientos, normas o instrumentos o de sustituir los ya utilizados.



Derivado del punto anterior, se podrán actualizar los informes tipo que se incluyen en los Anejos 1, 2 y 3 para que toda la información y procedimientos utilizados para la determinación de la cantidad cargada o descargada quede recogida.

Todas las normas, así como el LNG Custody Transfer Handbook, que apliquen en el presente procedimiento corresponderán a la última revisión de las mismas.

3.5.2 Consideraciones sobre la posición del buque para el inicio de la operación de carga o descarga

En el caso de que la determinación de las cantidades transferidas se realice mediante la utilización de los medidores de nivel del buque es necesario tener en cuenta las siguientes consideraciones:

Después del atraque del buque, y antes de que comience la operación de carga o descarga, se dejará el buque con escora y asiento “cero” tomando y anotando lecturas del clinómetro. Para ello el buque llevará instalados dos clinómetros; el secundario se usará en caso de avería del primario.

Igualmente, se tomarán las lecturas de las marcas de los calados, si es posible desde el muelle y, si no, desde los indicadores de tele-calados del control de carga del buque.

Si por cualquier motivo no fuera posible mantener el buque con escora y asiento cero en el momento de realizar las mediciones, se aplicarán a las medidas obtenidas, cuando proceda, las tablas de corrección por escora y asiento (tablas de calibración) del buque.

Al objeto de determinar la energía cargada o descargada por los buques se realizarán dos mediciones, antes y después de la operación de carga o descarga, de los parámetros físicos básicos que influyen en la misma (nivel de líquido en los tanques, temperatura del líquido, temperatura del vapor, presión del vapor).

La primera medición se hará después de que los brazos de carga/descarga o mangueras flexibles, hayan sido conectados al buque, pero antes de empezar a enfriar los mismos y de abrir las válvulas de venteo.

La segunda medición se hará 15-30 minutos después de completar la operación y con los brazos de carga/descarga o mangueras flexibles conectados y las válvulas de venteo cerradas, con objeto de asegurar que la superficie del líquido se haya estabilizado.

3.5.3 Operación de purga de gas inerte (gassing-up) y puesta en frío de buques (cooling down)

3.5.3.1 Operación de gassing-up

La operación de purga de gas inerte (gassing-up) consiste en reemplazar por gas natural la atmósfera del gas contenida en los tanques de un buque debido a su inertizado.

Para llevar a cabo la operación de gassing-up, se empleará el GNL almacenado en los tanques de las plantas de regasificación. Esta operación podrá estar limitada debido a la atmósfera que contenga el buque.

La determinación de la energía transferida durante la operación se realizará de acuerdo a lo establecido en el LNG Custody Transfer Handbook.



Esta energía transferida junto con la calidad del GNL serán recogidos, como mínimo, en el informe correspondiente.

La calidad del gas que se utilizará para contabilizar la energía consumida durante la operación será la del GNL cargado desde la planta de regasificación y será determinada mediante los análisis realizados por el cromatógrafo instalado en las líneas de carga/descarga.

3.5.3.2 Operación de puesta en frío (cooling down)

La operación de puesta en frío de un buque (cooling down) consiste en la adecuación de la temperatura y/o los niveles de los tanques del buque que permita la posterior carga, utilizando para ello el GNL almacenado en los tanques de las plantas de regasificación.

La operación se realiza mediante la vaporización de GNL a través de los pulverizadores (o nozzles) situados en la parte superior de cada uno de los tanques del buque.

La determinación de la energía transferida durante la operación descrita anteriormente, se realizará de acuerdo a lo establecido en el LNG Custody Transfer Handbook.

Esta energía transferida junto con la calidad del GNL serán recogidos, como mínimo, en el informe correspondiente.

Una vez alcanzadas las condiciones de enfriamiento de los tanques del buque, la determinación de la energía transferida, correspondiente al talón del buque definido en la legislación vigente, se realizará como una operación de carga.

La calidad del gas que se utilizará para contabilizar la energía consumida durante la operación de enfriamiento será la del GNL cargado desde la planta de regasificación y determinada mediante los análisis realizados por el cromatógrafo instalado en las líneas de carga/descarga.

3.5.4 Determinación del nivel de líquido en los tanques

Cada tanque de GNL del buque estará equipado con dos medidores de nivel independientes, el primario y el secundario. El orden de preferencia en su utilización como primario será: microondas, capacitivo y de flotador.

En caso de avería o fallo del primario, se utilizará el sistema secundario. Si fuera necesario utilizar el secundario al iniciar la operación, el resto de medidas se realizarán con dicho sistema, aunque el primario haya sido reparado antes de finalizar la operación.

Para cada tipo de medidor, sus características, tolerancias, instalación, funcionamiento y comprobaciones se basarán en las normas siguientes:

- UNE-ISO 13689 “Hidrocarburos ligeros licuados. GNL (GNL). Mediciones de niveles de líquido en tanques que contienen gases licuados. Medidor de nivel de tipo microondas”.
- UNE-ISO 8309 “Hidrocarburos ligeros licuados. Medida de niveles de líquidos en tanques que contienen gases licuados. Mediciones por capacitancia eléctrica”.
- UNE-ISO 10574 “Hidrocarburos ligeros licuados. Medida de niveles de líquidos en tanques que contienen gases licuados. Mediciones por flotador”.



Tanto en la medición inicial como en la final, para cada uno de los tanques se realizarán, con los medidores de nivel, al menos dos medidas a intervalos de tiempo superiores a dos minutos, tomándose el valor medio aritmético de dichas medidas, redondeado al número entero en mm.

Al valor obtenido para cada uno de los tanques, de ser necesario, se aplicará su correspondiente corrección de escora y/o asiento. Si para la obtención de las medidas se hubiese utilizado un medidor de flotador, además, se harán las correcciones correspondientes por contracción térmica de la cinta o cable que lo sustenta debido a la diferencia de temperatura del vapor y la de calibración del medidor de nivel y por la densidad del GNL.

Al final de todas estas correcciones, se redondeará a número entero en mm, si fuese necesario.

3.5.5 Determinación de la masa/volumen del GNL y vapor mediante medidores de flujo

La determinación de la masa/volumen del GNL y de vapor se realizará mediante medidores de caudal másico (tipo Coriolis) o medidores de caudal volumétrico (tipo ultrasónicos) instalados en las líneas de transferencia entre la planta y el buque, junto con su instrumentación asociada.

El cálculo de totalización de la masa/volumen se realizará en un computador de caudal, a partir de las lecturas del medidor de caudal e instrumentos asociados, o mediante otro dispositivo/aplicación en función de los sistemas que disponga la planta.

Los caudales másicos y volumétricos se expresarán en kg/h y m³/h respectivamente, con dos cifras decimales.

La medida totalizada en masa se expresará en kg sin decimales, y el totalizado en volumen se expresará en metros cúbicos, redondeado a tres decimales.

Los caudalímetros para GNL se podrán calibrar con agua o en condiciones criogénicas y los de vapor con aire en condiciones atmosféricas, en un laboratorio acreditado por la ISO/IEC 17025. La configuración deberá incluir las correcciones para su aplicación en condiciones criogénicas.

El control metrológico según el Anexo XII del Real Decreto 244/2016, de 3 de junio, aplica a los sistemas de medida dinámica de transferencia de GNL entre buque y planta.

Los caudalímetros para la medida de vapor no requieren una certificación de un organismo notificado como instrumentos individuales. En el caso de que estos medidores formen parte de un sistema conjunto con la medida GNL, podrán ser incluidos en dicho sistema para la certificación del sistema de medida en su conjunto.

3.5.6 Determinación de la temperatura del líquido y del vapor de GNL en los tanques

La temperatura del líquido y vapor de GNL en cada tanque del buque se medirá inmediatamente después de la medida del nivel del líquido, antes de las operaciones de carga o descarga e inmediatamente después de las mismas. Cada tanque contará con varios medidores de temperatura; se situará uno en el fondo del tanque y otro en la parte más alta para asegurar la medida de la temperatura del líquido y del vapor respectivamente. El resto



de medidores de temperatura se instalarán separados a distancias iguales a lo largo de toda la altura del mismo.

Sus características, instalación, funcionamiento y comprobaciones cumplirán con los requisitos establecidos para medidores de Clase A, en la norma UNE- ISO 8310 “Hidrocarburos ligeros licuados. Medición de la temperatura en tanques que contienen gases licuados. Termómetros por resistencia y termopares”.

La temperatura del líquido en cada tanque se determinará como el valor medio aritmético de las temperaturas dadas por las sondas de temperatura inmersas en el GNL de dicho tanque. Las temperaturas y su valor medio se redondearán a dos cifras decimales en grados Celsius.

Para la determinación de las sondas de temperatura que están inmersas en el GNL se tendrá en cuenta la posición relativa de las sondas en el tanque y la altura del nivel del líquido.

La temperatura del líquido se determinará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$T_{\text{líquido}} = \frac{\sum V_k \cdot T_k}{\sum V_k}$$

Siendo V_k y T_k el volumen (m³ con tres decimales) y la temperatura (°C con dos decimales), respectivamente, del líquido en cada tanque.

El resultado se redondeará a dos decimales.

La temperatura del vapor se determinará como el valor medio aritmético de las temperaturas dadas por las sondas no inmersas en el GNL, en grados Celsius redondeado a dos decimales.

Para la determinación de las sondas de temperatura que no están inmersas en el GNL se tendrá en cuenta la posición relativa de las sondas en el tanque y la altura del nivel del líquido. Si hubiera alguna medida de temperatura discordante, por no ser un valor razonable o inusual en relación con el gradiente de temperatura en el tanque, se recalculará el valor medio de las temperaturas despreciando la medida discordante.

3.5.7 Determinación de la presión

La presión en los tanques del buque se medirá inmediatamente después de la temperatura. Las medidas de la presión del vapor se realizarán con medidores de presión absoluta instalados en la cavidad del tanque donde se acumula el vapor, según la norma UNE-ISO 13398 “Hidrocarburos ligeros licuados. GNL (GNL). Procedimiento para la determinación de las cantidades transferidas”.

Esta presión es necesaria para calcular la energía del gas desplazado y se determinará como el valor medio de la presión de cada tanque, expresada en milibar y redondeada a números enteros.

Si el barco no dispone de los equipos de medida de presión absoluta, tendrá que llevar instalados medidores de presión atmosférica que midan y registren los valores de ésta simultáneamente para el cálculo de la presión absoluta.

3.5.8 Determinación de la calidad del GNL



Para la determinación de la calidad del GNL, el proceso de toma de muestras incluirá tres operaciones:

- Toma de muestra representativa de GNL.
- Vaporización completa de la muestra.
- Acondicionamiento de la muestra gaseosa antes del transporte a su analizador.

La toma de muestras en continuo se realizará siguiendo la norma UNE-EN ISO 8943 "Hidrocarburos ligeros licuados. Toma de muestras. Método continuo".

La toma de muestras se realizará de acuerdo a:

- Hasta 3.000 m³ de GNL de volumen transferido no será necesario tomar ninguna muestra.
- Para el resto de operaciones el número de toma de muestras se determinará en función del tiempo previsto para llevar a cabo las mismas, siendo necesario tomar una muestra por cada 3 horas de duración, con un máximo de 3 muestras por operación.

El titular de la planta de regasificación, guardará en botellas las muestras, cada una por duplicado, tomadas de forma uniforme en el tiempo durante el proceso de carga o descarga en función de la cantidad total cargada/descargada, y las retendrá hasta que haya sido firmado el Informe de Carga/Descarga con acuerdo de ambas partes. En caso de que no exista acuerdo en los análisis realizados, estas muestras se guardarán a disposición de la autoridad metrológica competente, correctamente etiquetadas y debidamente precintadas por ambas partes, hasta que se haya resuelto la discrepancia.

La toma de muestras líquidas se realizará en la planta de regasificación, en la línea de descarga/carga, se pasará por un vaporizador en continuo y se analizará con un cromatógrafo de gases en línea. Además, se recomienda disponer de un vaporizador de reserva.

Si no hubiese muestras debido al fallo del equipo de toma de muestras, o se considerase que, debido a las condiciones de operación, éstas no son representativas, la calidad del GNL se determinará por mutuo acuerdo entre las partes.

En caso de fallo de los cromatógrafos principal y de reserva (si existe), se podrán utilizar, previo acuerdo con el representante del usuario, otros cromatógrafos secundarios situados en la planta de regasificación, para lo cual se realizará un proceso de toma de muestras manual.

3.5.8.1 Determinación de la composición del GNL y del vapor

La composición del GNL y del vapor, se determinará mediante un cromatógrafo de gases que cuente con la aprobación emitida por una autoridad metrológica competente de la Unión Europea.

El cromatógrafo se calibrará con un gas patrón que asegure que la precisión del equipo corresponde con la de la aprobación emitida por dicha autoridad.

La preparación del mismo se realizará por método gravimétrico de acuerdo con la norma ISO 6142 "Gas Analysis – Preparation of calibration gas mixtures – Gravimetric method".



Antes de la llegada del buque a la planta de regasificación, el titular de la misma, en presencia del representante del usuario, verificará el buen funcionamiento del cromatógrafo. Se inyectará el patrón para comprobar que los resultados obtenidos están dentro de las tolerancias permitidas. Si el representante del usuario no estuviera presente durante la verificación, se hará constar en el acta.

Se calculará la composición media del gas a partir de los análisis realizados al mismo. Para calcular la composición media a partir de los análisis realizados se eliminarán, por acuerdo de las partes, aquellos claramente anómalos y obtenidos en condiciones de operación no estacionaria; en cualquier caso, se eliminarán aquellos análisis cuya concentración de metano se desvíe más de un 2% del valor medio. Esta composición se expresará en % redondeado a tres decimales.

3.5.8.2 Determinación de compuestos de azufre

El azufre se determinará utilizando normas internacionales de reconocido prestigio como:

- UNE-EN 19739 “Gas Natural. Determinación de compuestos de azufre mediante cromatografía de gases.”
- ASTM D 5504

3.5.8.3 Determinación de compuestos de mercurio

Se determinará según la norma UNE-EN ISO 6978 “Gas natural. Determinación del contenido de mercurio”, partes 1 y 2.

3.5.8.4 Calibración, preparación y verificación de los equipos de cromatografía

El cromatógrafo se calibrará, antes de cada carga o descarga, con un gas patrón que asegure que la precisión del equipo corresponde con la de la aprobación emitida por la autoridad metrológica.

La preparación del mismo se realizará por método gravimétrico de acuerdo con la norma ISO 6142 “Gas Analysis – Preparation of calibration gas mixtures – Gravimetric method”

Antes de la llegada del buque a la planta de regasificación, el titular de la misma, en presencia del representante del usuario, verificará el buen funcionamiento del cromatógrafo. Se inyectará el patrón para comprobar que los resultados obtenidos están dentro de las tolerancias permitidas.

Esta operación se repetirá a la finalización de la carga o descarga. Si el representante del usuario no estuviera presente durante la verificación se hará constar en el acta.

3.5.8.5 Toma de muestras del GNL

En los casos en los que se haya requerido una toma de muestras, se retendrán hasta que haya sido firmado el informe de carga/descarga con acuerdo por ambas partes.

En caso de que no exista acuerdo en los análisis realizados, estas muestras se guardarán a disposición de la autoridad metrológica competente, correctamente etiquetas y debidamente precintadas por ambas partes, hasta que se haya resuelto la discrepancia.

3.5.9 Cálculos



3.5.9.1 Determinación de la energía cargada o descargada utilizando la medida de nivel en el buque

Cálculo del volumen de GNL cargado o descargado

El volumen de GNL cargado o descargado por un buque será la suma del volumen de GNL cargado/descargado en cada tanque del buque.

El volumen del GNL cargado o descargado en cada tanque del buque se calculará por diferencia entre los niveles inicial y final del líquido en el tanque, obtenidos de acuerdo con este capítulo y a partir de las tablas de calibración de cada tanque.

En las operaciones de carga el volumen anteriormente calculado podrá corregirse para tener en cuenta el efecto de la variación de temperatura del talón del buque tal y como recoge el LNG Custody Transfer Handbook.

El volumen irá expresado en m³, redondeado a tres decimales.

Cálculo del Poder Calorífico Superior másico

Se calculará de acuerdo con la Norma UNE-EN ISO 6976 “Gas natural. Cálculo del poder calorífico, densidad, densidad relativa e índice de Wobbe a partir de la composición”, utilizando el valor de la temperatura de referencia de los humos de combustión establecida en el capítulo 2.

Para obtener el valor en kWh/Kg se dividirá el valor en MJ/Kg redondeado a tres decimales entre 3,6. Se redondeará este resultado a tres decimales.

Cálculo de la densidad del GNL

La densidad del GNL se dará en kg/m³, redondeada a tres decimales, por cálculo a partir de la composición molecular y la temperatura media del líquido inicial, en caso de descarga, y la final en caso de carga. El método de cálculo será el descrito en la norma UNE 60555 “GNL (GNL). Medición estática. Procedimiento de cálculo de las cantidades transferidas”.

Cálculo del vapor retornado

Para el cálculo del vapor retornado, se utilizará:

- a) En el caso de descarga: temperatura del vapor después de la operación, presión final y composición del vapor.
- b) En el caso de carga: temperatura de vapor inicial, presión inicial y composición del vapor.

El poder calorífico superior volumétrico se calculará de acuerdo con la norma UNE-EN ISO 6976 “Gas natural. Cálculo del poder calorífico, densidad, densidad relativa e Índice de Wobbe a partir de la composición”, redondeado a tres cifras decimales y a la temperatura de referencia de los humos de combustión establecida en el capítulo 2.

Para el cálculo del volumen de vapor retornado, expresado en condiciones normales, se considerará un comportamiento ideal del vapor, y se utilizarán las condiciones de referencia establecidas en estas NGTS, tomando como volumen bruto el volumen de líquido desplazado.

Para determinar la composición del vapor se utilizará preferentemente el primero de los métodos indicados a continuación:



a) Toma de muestras en la línea de vapor, utilizando un método de análisis cromatográfico de la muestra.

b) Empleo de una composición fija de vapor para obtener un poder calorífico superior fijo u otra alternativa establecida en el LNG Custody Transfer Handbook.

Cálculo de las cantidades entregadas

Para el cálculo de la energía y la masa entregada se utilizará la Norma UNE 60555: "GNL (GNL). Medición estática. Procedimiento de cálculo de las cantidades transferidas" y las recomendaciones recogidas en el LNG Custody Transfer Handbook.

El resultado de energía se expresará en kWh, sin decimales. El resultado de las mediciones de masa se expresará en kg, sin decimales.

3.5.9.2 Determinación de la energía cargada utilizando medidores de flujo

Cálculo del volumen/masa del GNL cargado y del vapor retornado

La determinación del volumen/masa del GNL y del vapor transferido en una carga se realizará por diferencia entre las lecturas de volumen o masa totalizada al inicio y al final de la operación, obtenidas de los caudalímetros o del computador de caudal, en función de los equipos de que disponga la planta.

El volumen se expresará en m³, redondeado a tres decimales. La masa se expresará en kg sin decimales

Cálculo del Poder Calorífico Superior másico

Se calculará de la misma forma que lo establecido en el apartado 3.5.9.1.2

Cálculo de la densidad del GNL

La densidad del GNL se determinará en kg/m³, redondeada a tres decimales, por cálculo a partir de la composición molar y la temperatura media del GNL en la línea de transferencia entre buque y planta o, en su defecto, la obtenida en el buque al final de la carga. El método de cálculo será el descrito en la norma UNE 60555 "GNL (GNL). Medición estática. Procedimiento de cálculo de las cantidades transferidas".

Cálculo del Poder Calorífico Superior volumétrico

El poder calorífico se calculará de acuerdo con la norma UNE-EN ISO 6976 "Gas natural. Cálculo del poder calorífico, densidad, densidad relativa e Índice de Wobbe a partir de la composición", redondeado a tres decimales y a la temperatura de referencia de los humos de combustión establecida en el capítulo 2 de estas NGTS.

Para determinar la composición del vapor se utilizará preferentemente el primero de los métodos indicados a continuación:

a) Toma de muestras en la línea de vapor, utilizando preferentemente un método de análisis cromatográfico de la muestra.

b) Empleo de una composición fija de vapor para obtener un poder calorífico superior fijo u otra alternativa establecida en el LNG Custody Transfer Handbook.

Cálculo de las cantidades entregadas



Para el cálculo de la energía y masa entregada se utilizará lo establecido en el LNG Custody Transfer Handbook.

La energía se expresará en kWh y la masa en kg, ambas sin decimales.



Anejo 1

Informe de descarga de buque

Planta de

Fecha de inicio :

Hora de inicio :

Fecha final :

Hora final :

Puerto de descarga :

N° de viaje :

Puerto de origen :

Buque :

País origen :

TEMPERATURAS DE G.N.L. EN TANQUES INICIO

TANQUE	1º	2º	3º	4º	5º	6º	7º	8º	9º
	10º TEMP.ºC								

TEMPERATURAS DE G.N.L. EN TANQUES FINAL

TANQUE	1º	2º	3º	4º	5º	6º	7º	8º	9º
	10º TEMP.ºC								

COMPOSICION DEL G.N.L.

N2 :

C1 :

C2 :

C3 :

IC4 :

NC4 :

IC5 :

NC5 :

C6+ :

CO2 :

Temp. Media Inicio (ºC)

Temp. Media Final (ºC) Vol. G.N.L. Inicio (M3) Vol. G.N.L. Final (M3)

Fdo.



Planta de

Fecha de inicio :

Hora de inicio :

**Fecha final :
origen**

:

Hora final :

Puerto de descarga :

N° de viaje :

Puerto de

Buque :

País origen :

TEMPERATURAS DE BOIL- OFF EN TANQUES INICIO

TANQUE	1º	2º	3º	4º	5º	6º	7º	8º	9º
	10º TEMP.ºC								

TEMPERATURAS DE BOIL- OFF EN TANQUES FINAL

TANQUE	1º	2º	3º	4º	5º	6º	7º	8º	9º
	10º TEMP.ºC								

COMPOSICION DEL BOIL - OFF

N2 :

C1 :

C2 :

C3 :

IC4 :

NC4 :

IC5 :

NC5 :

C6+ :

CO2 :

Temp. Media Inicio (ºC) Temp. Media Final (ºC) Vol. G.N.L. Inicio (M3) Vol. G.N.L. Final (M3)

Vol. G.N.L. Desc. (M3)

Fdo.



Planta de

Este certificado indica la cantidad y calidad del GNL que ha sido descargado en el Terminal de G.N.L. de , por el buque con fecha:

Fecha de inicio :

Hora de inicio :

Fecha final :

Hora final :

Puerto de descarga :

Nº de viaje :

Puerto de origen :

Buque :

País origen :

CANTIDAD DE G.N.L. DESCARGADO :

M3 G.N.L. Inicio Buque :.....

KG G.N.L. Inicio Buque :

M3 G.N.L. Final Buque :

KG G.N.L. Final Buque :

M3 G.N.L. Descargados :

KG G.N.L. Descargados :

kWh G.N.L. Totales :

CANTIDAD DE BOIL-OFF RETORNADO :

m³(*) G.N. Retornado :.....

KG G.N. Retornado :

kWh G.N. Totales :

M3 Equivalente G.N.L. :

KG Equivalente G.N.L. :

AUTOCONSUMOS DEL BUQUE :

Consumo de G.N. (m³(n)) :.....

KG de G.N. :

kWh Autoconsumo :

M3 Equivalente G.N.L. :

KG Equivalente G.N.L. :

ENERGIA DESCARGADA EN TERMINAL :

M3 Equivalente G.N.L. :

KG Equivalente G.N.L. :

kWh Descargadas :

Fdo.



Planta de

Fecha de inicio :

Hora de inicio :

Fecha final :

Hora final :

Puerto de descarga :

Nº de viaje :

Puerto de origen :

Buque :

País origen :

**MEDIA DE RESULTADO DE ANALISIS DE CROMATÓGRAFO:
COMPONENTE MOLAR**

N2
C1
C2
C3
IC4
NC4
IC5
NC5
C6+
CO2

%PROPIEDADES DEL G.N.L.

PESO MOLECULAR	Kg/KMOL
DENSIDAD ESPECIFICA NORMALIZADA	Kg/m ³ (*) PODER
CALORIFICO DEL GAS	kWh/m ³ (*)
RATIO DE EXPANSION	m ³ (*)/M3L
DENSIDAD	Kg/M3L
PODER CALORIF. GNL/MASA	kWh/Kg
PODER CALORIF. GNL/VOL.	kWh/M3L
INDICE DE WOBBE	kWh/m ³ (*)

(*) Ver condiciones abajo

Temperatura Media del G.N.L. : °C

Poder Calorífico (HS) : [0°C, V(CN)]

Índice de Wobbe : [0°C, V(CN)]

Fdo.



Planta de

Fecha de inicio :

Hora de inicio :

Fecha final :

Hora final :

Puerto de descarga :

Nº de viaje :

Puerto de origen :

Buque :

País origen :

COMPOSICION DEL LÍQUIDO

COMPONENTE %

N2
C1
C2
C3
IC4
NC4
IC5
NC5
C6+
CO2

CÁLCULO DE LA DENSIDAD

TEMPERATURA DEL LIQUIDO: °C $K1 = m^3/Kmol$

$K2 = m^3/Kmol$

DENSIDAD= Kg/M3L

PODER CALORÍFICO

$Hm = KWh/Kg$

$Hv = KWh/M3L$

CANTIDAD ENTREGADA

LLEGADA DEL BUQUE : M3

SALIDA DEL BUQUE : M3

RECIBIDO POR BUQUE : M3

CONSUMIDO POR BUQUE : M3

TEMP: DEL VAPOR DESP.: °C

PRESION ABS. DESPUES mbar

PESO DESCARGADO Kg

Fdo.



Planta de

Fecha de inicio :

Hora de inicio :

Fecha final :

Hora final :

Puerto de descarga :

Nº de viaje :

Puerto de origen :

Buque :

País origen :

INICIO DESCARGA

Temp. Med. G.N.L. inic (°C) :

Densidad G.N.L. (KG/M3L) :

CALIDAD DEL G.N.L.: COMPOSICION MOLAR %:

N2 :

C1 :

C2 :

C3 :

IC4 :

NC4 :

IC5 :

NC5 :

C6+ :

CO2 :

Poder Cal. (kWh/M3L) :

Peso Molec. (Kg/Kmol) :

K1 :

K2 :

P. de Revap. (M3L/m³(*)) :

I. de Wobbe (kWh/m³(*)) :

Fdo.



Planta de

Fecha de inicio :

Hora de inicio :

Fecha final :

Hora final :

Puerto de descarga :

N° de viaje :

Puerto de origen :

Buque :

País origen :

Temp. Med. G.N. Inicio (°C) :

Temp. Med. G.N. Final (°C) :

Densidad G.N (KG/m³(*)) :

CALIDAD DEL BOIL-OFF: COMPOSICION MOLAR %:

N2 :

C1 :

C2 :

C3 :

IC4 :

NC4 :

IC5 :

NC5 :

C6+ :

CO2 :

Poder Cal. (kWh/m³(*)) :

Peso Molec. (Kg/Kmol) :

I. de Wobbe (kWh/m³(*)) :

Fdo.



CARGAMENTO

CERTIFICADO DE CANTIDAD

Este certificado indica la cantidad de GNL que ha sido descargado en la Planta de , con los datos que a continuación se detallan:

Fdo.

Pag.8



PLANTA DE

EN PUERTO DE

PARTE DE DESCARGA

- PROVISIONAL
- PROPUESTO
- DEFINITIVO

BUQUE: PROCEDENCIA: FECHA LLEGADA:

PRODUCTO:

G.N.L. MERMAS IMPUTABLES:

Fdo.

Pag.9



CARGAMENTO

CERTIFICADO DE CANTIDAD

Este certificado indica la cantidad de mermas de GNL para el cargamento indicado, en la Planta de _____, con los datos que a continuación se detallan

Fdo.

Pag.10



PLANTA DE

EN PUERTO DE

PARTE DE DESCARGA

PROVISIONAL PROPUESTO

DEFINITIVO

BUQUE: PROCEDENCIA: FECHA LLEGADA: PRODUCTO: G.N.L.

MERMAS IMPUTABLES:

Fdo.

Pag.11



Anejo 2

Informe de carga de buque utilizando la medida de nivel en el buque

Planta de

Fecha de inicio :

Hora de inicio :

Fecha final :

Hora final :

Puerto de carga :

N° de viaje :

Puerto de destino :

Buque :

País origen:

TEMPERATURAS DE G.N.L. EN TANQUES INICIO

TANQUE	1º	2º	3º	4º	5º	6º	7º	8º	9º
	10º TEMP.ºC								

TEMPERATURAS DE G.N.L. EN TANQUES FINAL

TANQUE	1º	2º	3º	4º	5º	6º	7º	8º	9º
	10º TEMP.ºC								

COMPOSICION DEL G.N.L.

N2 :

C1 :

C2 :

C3 :

IC4 :

NC4 :

IC5 :

NC5 :

C6+ :

CO2 :

Temp. Media Inicio (ºC) Temp. Media Final (ºC) Vol. G.N.L. Inicio (M3) Vol. G.N.L. Final (M3)

Vol. G.N.L. Desc. (M3)

Fdo.



Planta de

Fecha de inicio :

Hora de inicio :

Fecha final :

Hora final :

Puerto de carga :

Nº de viaje :

Puerto de destino :

Buque :

País origen:

TEMPERATURAS DE BOIL- OFF EN TANQUES INICIO

TANQUE	1º	2º	3º	4º	5º	6º	7º	8º	9º
	10º TEMP.ºC								

TEMPERATURAS DE BOIL- OFF EN TANQUES FINAL

TANQUE	1º	2º	3º	4º	5º	6º	7º	8º	9º
	10º TEMP.ºC								

COMPOSICION DEL BOIL - OFF

N2 :

C1 :

C2 :

C3 :

IC4 :

NC4 :

IC5 :

NC5 :

C6+ :

CO2 :

Temp. Media Inicio (ºC) Presion Inicio (MBAR) Temp. Media Final (ºC) Presion Final (MBAR) Volumen Retornado (m³) Volumen Retornado (m³(*))
 Autoconsumos Buque (m³(n))

Fdo.



Planta de

Este certificado indica la cantidad y calidad del GNL que ha sido cargado en el Terminal de G.N.L. de , por el buque con fecha:

Fecha de inicio :

Hora de inicio :

Fecha final :

Hora final :

Puerto de carga :

N° de viaje :

Puerto de destino :

Buque :

País origen :

CANTIDAD DE G.N.L. CARGADO :

M3 G.N.L. Inicio Buque :.....

KG G.N.L. Inicio Buque :

M3 G.N.L. Final Buque :

KG G.N.L. Final Buque :

M3 G.N.L. Descargados :

KG G.N.L. Descargados :

kWh G.N.L. Totales :

CANTIDAD DE BOIL-OFF RETORNADO :

m³(*) G.N. Retornado :.....

KG G.N. Retornado :

kWh G.N. Totales :

M3 Equivalente G.N.L. :

KG Equivalente G.N.L. :

AUTOCONSUMOS DEL BUQUE :

Consumo de G.N. (m³(n)) :.....

KG de G.N. :

kWh Autoconsumo :

M3 Equivalente G.N.L. :

KG Equivalente G.N.L. :

ENERGIA CARGADA EN TERMINAL :

M3 Equivalente G.N.L. :

KG Equivalente G.N.L. :

kWh Descargadas :

Fdo.

Pag.3



Planta de

Fecha de inicio :

Hora de inicio :

Fecha final :

Hora final :

Puerto de carga :

N° de viaje :

Puerto de destino:

Buque :

País origen : MEDIA DE

RESULTADO DE ANALISIS DE CROMATÓGRAFO:

COMPONENTE MOLAR %

N2
C1
C2
C3
IC4
NC4
IC5
NC5
C6+
CO2

PROPIEDADES DEL G.N.L.

PESO MOLECULAR	Kg/KMOL	
DENSIDAD ESPECIFICA NORMALIZADA		Kg/m ³ (*) PODER
CALORIFICO DEL GAS		kWh/m ³ (*)
RATIO DE EXPANSION	m ³ (*)/M3L	
DENSIDAD	Kg/M3L	
PODER CALORIF. GNL/MASA	kWh/Kg	
PODER CALORIF. GNL/VOL.	kWh/M3L	
INDICE DE WOBBE	kWh/m ³ (*)	

(*) Ver condiciones abajo

Temperatura Media del G.N.L. : °C Poder Calorífico (HS) : [0°C, V(CN)] Índice de Wobbe : [0°C, V(CN)]

Fdo.



Planta de

Fecha de inicio :

Hora de inicio :

Fecha final :

Hora final :

Puerto de carga :

N° de viaje :

Puerto de destino :

Buque :

País origen :

COMPOSICIÓN DEL LÍQUIDO

COMPONENTE %

N2 C1 C2 C3 IC4 NC4 IC5 NC5 C6+ CO2

CÁLCULO DE LA DENSIDAD

TEMPERATURA DEL LÍQUIDO:

°C

K1

m³/Kmol

K2

m³/Kmol

DENSIDAD

Kg/M3L

PODER CALORIFICO

Hm= KWh/Kg Hv= KWh/M3L

CANTIDAD ENTREGADA

LLEGADA DEL BUQUE :

M3 TEMP: DEL VAPOR DESP.:

°C SALIDA DEL BUQUE :

M3 PRESION ABS. DESPUES :

mbar RECIBIDO POR BUQUE :

M3

M3

CONSUMIDO POR BUQUE :

PESO CARGADO

Kg

Fdo.



Planta de

Fecha de inicio :

Hora de inicio :

Fecha final :

Hora final :

Puerto de carga :

N° de viaje :

Puerto de destino :

Buque :

País origen :

INICIO CARGA

Temp. Med. G.N.L. inic (°C) :

Densidad G.N.L. (KG/M3L) :

CALIDAD DEL G.N.L.: COMPOSICION MOLAR %: N2 :

C1 :

C2 :

C3 :

IC4 :

NC4 :

IC5 :

NC5 :

C6+ :

CO2 :

Poder Cal. (kWh/M3L) :

Peso Molec. (Kg/Kmol) :

K1 :

K2 :

P. de Revap. (M3L/m³(*)) :

I. de Wobbe (kWh/m³(*)) :

Fdo.



Planta de

Fecha de inicio :

Hora de inicio :

Fecha final :

Hora final :

Puerto de carga :

N° de viaje :

Puerto de destino :

Buque :

País origen :

Temp. Med. G.N. Inicio (°C) :

Temp. Med. G.N. Final (°C) :

Densidad G.N (KG/m³(*)) :

CALIDAD DEL BOIL-OFF: COMPOSICION MOLAR %: N2 :

C1 :

C2 :

C3 :

IC4 :

NC4 :

IC5 :

NC5 :

C6+ :

CO2 :

Poder Cal. (kWh/m³(*)) :

Peso Molec. (Kg/Kmol) :

I. de Wobbe (kWh/m³(*)) :

Fdo.



CARGAMENTO

CERTIFICADO DE CANTIDAD NETA

Este certificado indica la cantidad de GNL que ha sido cargado en la Planta de , con los datos que a continuación se detallan:

Fdo.

Pag. 8



PLANTA DE

EN PUERTO DE

PARTE DE CARGA

PROVISIONAL PROPUESTO

DEFINITIVO

BUQUE: PROCEDENCIA: FECHA LLEGADA:

PRODUCTO:

G.N.L.

MERMAS IMPUTABLES:

Fdo.

Pag. 9



CARGAMENTO

CERTIFICADO DE CANTIDAD

Este certificado indica la cantidad de mermas de GNL para el cargamento indicado, en la Planta de
con los datos que a continuación se detallan

Fdo.

Pag. 10



PLANTA DE

EN PUERTO DE

PARTE DE CARGA

PROVISIONAL PROPUESTO

DEFINITIVO

BUQUE: PROCEDENCIA: FECHA SALIDA:

PRODUCTO:

G.N.L.

MERMAS IMPUTABLES:

Fdo.

Pag. 11



CARGAMENTO

CERTIFICADO DE CANTIDAD A BORDO

Este certificado indica la cantidad de GNL que ha sido cargado a bordo en la Planta de , con los datos que a continuación se detallan:

BUQUE: DESTINO: FECHA CARGA:

PRODUCTO: **G.N.L.**

VOLUMEN: m³

PESO: Kgs.

kWh:

Fdo.

Pag. 12



Anejo 3

Informe de carga de buque utilizando medidores de flujo
--

Planta de

Fecha de inicio :

Hora de inicio :

Fecha final :

Hora final :

Puerto de carga :

N° de viaje :

Puerto de destino :

Buque :

País origen:

COMPOSICION DEL G.N.L.

N2 :

C1 :

C2 :

C3 :

IC4 :

NC4 :

IC5 :

NC5 :

C6+ :

CO2 :

COMPOSICION DEL BOIL - OFF

N2 :

C1 :

C2 :

C3 :

IC4 :

NC4 :

IC5 :

NC5 :

C6+ :

CO2 :

Totalizado masa/volumen de GNL (kg ó m3)

Totalizado masa/volumen de BOG (kg o m3*)

Temperatura GNL

Temperatura BOG

(*) [0°C, V(CN)]

Fdo.



Planta de

Fecha de inicio :

Hora de inicio :

Fecha final :

Hora final :

Puerto de carga :

Nº de viaje :

Puerto de destino :

Buque :

País origen:

Este certificado indica la cantidad y calidad del GNL que ha sido cargado en el Terminal de GNL de , por el buque con fecha:

CANTIDAD DE G.N.L. CARGADO :

M3 G.N.L. Cargados :

KG G.N.L. Cargados :

kWh G.N.L. Totales :

CANTIDAD DE BOIL-OFF RETORNADO :

m³(*) G.N. Retornado :

KG G.N. Retornado :

kWh G.N. Totales :

M3 Equivalente G.N.L. :

KG Equivalente G.N.L. :

AUTOCONSUMOS DEL BUQUE :

Consumo de G.N. (m³(n)) :

KG de G.N. :

kWh Autoconsumo :

M3 Equivalente G.N.L. :

KG Equivalente G.N.L. :

ENERGIA CARGADA EN TERMINAL :

M3 Equivalente G.N.L. :

KG Equivalente G.N.L. :

kWh Descargadas :

Fdo.

Pag.2



Planta de

Fecha de inicio :

Hora de inicio :

Fecha final :

Hora final :

Puerto de carga :

N° de viaje :

Puerto de destino:

Buque :

País origen : MEDIA DE

RESULTADO DE ANALISIS DE CROMATÓGRAFO:

COMPONENTE MOLAR %

N2
C1
C2
C3
IC4
NC4
IC5
NC5
C6+
CO2

PROPIEDADES DEL G.N.L.

PESO MOLECULAR

Kg/KMOL

DENSIDAD ESPECIFICA NORMALIZADA

Kg/m³(*) PODER

CALORIFICO DEL GAS

kWh/m³(*)

RATIO DE EXPANSION

m³(*)/M3L

DENSIDAD

Kg/M3L

PODER CALORIF. GNL/MASA

kWh/Kg

PODER CALORIF. GNL/VOL.

kWh/M3L

INDICE DE WOBBE

kWh/m³(*)

(*) Ver condiciones abajo

Poder Calorífico (HS) : [°C, MBAR] Índice de Wobbe : [0°C, V(CN)]

Poder Calorífico Inferior : [0°C, V(CN)]

Fdo.



Planta de

Fecha de inicio :

Hora de inicio :

Fecha final :

Hora final :

Puerto de carga :

N° de viaje :

Puerto de destino :

Buque :

País origen :

COMPOSICIÓN DEL LÍQUIDO

COMPONENTE %

N2
C1
C2
C3
IC4
NC4
IC5
NC5
C6+
CO2

CÁLCULO DE LA DENSIDAD

TEMPERATURA DEL LÍQUIDO:

°C

K1

m³/Kmol

K2

m³/Kmol

DENSIDAD

Kg/M3L

PODER CALORIFICO

Hm= KWh/Kg Hv= KWh/M3L

CANTIDAD ENTREGADA

CARGADO POR BUQUE :

M3

CONSUMIDO POR BUQUE :

M3

PESO CARGADO

Kg

Fdo.

Pag.4



Planta de

Fecha de inicio :

Hora de inicio :

Fecha final :

Hora final :

Puerto de carga :

N° de viaje :

Puerto de destino :

Buque :

País origen :

CALIDAD DEL G.N.L.: COMPOSICION MOLAR %: N2 :

C1 :

C2 :

C3 :

IC4 :

NC4 :

IC5 :

NC5 :

C6+ :

CO2 :

Poder Cal. (kWh/M3L) :

Peso Molec. (Kg/Kmol) :

K1 :

K2 :

P. de Revap. (M3L/m³(*)) :

I. de Wobbe (kWh/m³(*)) :

Fdo.



Planta de

Fecha de inicio :

Hora de inicio :

Fecha final :

Hora final :

Puerto de carga :

Nº de viaje :

Puerto de destino :

Buque :

País origen :

Densidad G.N (KG/m³(*)) :

CALIDAD DEL BOIL-OFF: COMPOSICION MOLAR %: N2 :

C1 :

C2 :

C3 :

IC4 :

NC4 :

IC5 :

NC5 :

C6+ :

CO2 :

Poder Cal. (kWh/m³(*)) :

Peso Molec. (Kg/Kmol) :

I. de Wobbe (kWh/m³(*)) :

Fdo.



CARGAMENTO

CERTIFICADO DE CANTIDAD NETA

Este certificado indica la cantidad de GNL que ha sido cargado en la Planta de , con los datos que a continuación se detallan:

Fdo.

Pag. 7



PLANTA DE

EN PUERTO DE

PARTE DE CARGA

PROVISIONAL PROPUESTO

DEFINITIVO

BUQUE: PROCEDENCIA: FECHA LLEGADA:

PRODUCTO:

G.N.L.

MERMAS IMPUTABLES:

Fdo.

Pag. 8



CARGAMENTO

CERTIFICADO DE CANTIDAD

Este certificado indica la cantidad de mermas de GNL para el cargamento indicado, en la Planta de
con los datos que a continuación se detallan

Fdo.

Pag. 9



PLANTA DE

EN PUERTO DE

PARTE DE CARGA

PROVISIONAL

PROPUESTO

DEFINITIVO

BUQUE: PROCEDENCIA: FECHA SALIDA:

PRODUCTO:

G.N.L.

MERMAS IMPUTABLES:

Fdo.

Pag. 10



CARGAMENTO

CERTIFICADO DE CANTIDAD A BORDO

Este certificado indica la cantidad de GNL que ha sido cargado a bordo en la Planta de , con los datos que a continuación se detallan:

BUQUE:

DESTINO:

FECHA CARGA:

PRODUCTO:

G.N.L.

VOLUMEN:

m³

PESO:

Kgs.

kWh:

Fdo.

Pag. 11



4 Capítulo 4 «Operación normal del sistema»

4.1 Consideraciones generales sobre la utilización y funcionamiento del sistema.

El GTS dispondrá de los procedimientos operativos necesarios para realizar las funciones encomendadas, basándose en la información aportada por los sujetos que hacen uso del sistema, a través de las programaciones, nominaciones y repartos establecidos, así como de las predicciones de demanda. A partir de dicha información el GTS elaborará los siguientes documentos operativos:

- Previsión de la oferta y la demanda de gas con horizonte anual y detalle mensual, desglosando las entradas y salidas del gas al sistema, funcionamiento de las plantas de regasificación y gestión de los almacenamientos, identificando los posibles excesos o déficit de gas del sistema.

Esta previsión se actualizará tantas veces como la situación del sistema lo requiera, tomando en consideración la última información aportada por los sujetos.

- Plan de operaciones con detalle diario y alcance mensual para al menos los dos meses siguientes sobre el funcionamiento de todas las instalaciones de transporte recogiendo la información recibida a través de las programaciones y nominaciones de los sujetos.

Recogerá, al menos, la organización de todas las entradas de gas al sistema, el movimiento de gas en las plantas de regasificación y almacenamientos, la demanda prevista, y niveles de existencias, así como la autonomía del sistema.

Este plan se actualizará diariamente, teniendo en cuenta la información sobre los mantenimientos previstos o programados que afecten a la capacidad de las instalaciones del sistema, así como la última información aportada por los sujetos.

Se identificarán y comunicarán a los sujetos afectados las restricciones del sistema que afecten a la programación anual, mensual, semanal o diaria y se adoptarán las medidas pertinentes para anular o minimizar los efectos de aquellas. Estas restricciones se comunicarán al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, a la CNMC, a las Comunidades Autónomas afectadas y a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos en aquellos casos que, por su trascendencia, así lo considerara el GTS.

Estas restricciones se determinarán por instalación atendiendo a:

- Capacidad.
- Factor de utilización.
- Condiciones de diseño.
- Límites de seguridad, incluyendo al menos nivel mínimo de llenado y equipos de reserva.
- Estacionalidad.

El GTS publicará de forma accesible para los sujetos del sistema gasista la siguiente información agregada:

- Curvas de la demanda diaria real y prevista, para los días d y $d+1$, con detalle horario.



- Previsión de demanda convencional y eléctrica, ambas mensuales y con detalle diario, según calendarios definidos en la regulación vigente.
- Actualizaciones de las previsiones de demanda cuando se produzcan variaciones significativas.
- Demanda real atendida por días vencidos y acumulado mensual.
- Demanda real atendida por meses vencidos y acumulado anual.
- Plan de cobertura de la demanda de gas en invierno.
- Slots de carga y descarga de buques programados en las plantas de regasificación tras los distintos procedimientos de asignación.
- Nivel agregado de existencias calculadas en base a la programación en plantas de regasificación, almacenamientos subterráneos y red de transporte.
- Nivel de utilización de las plantas de regasificación, incluyendo evolución histórica y previsiones futuras.
- Entradas de gas a la red de transporte con horizonte mensual y detalle diario, de acuerdo con la última programación confirmada.

4.2 Operación normal del sistema.

Se entenderá que el sistema gasista se encuentra en situación de operación normal, cuando las variables básicas de control estén dentro de los rangos normales de operación del sistema.

Las variables básicas de control que determinan la situación del sistema gasista son:

- La demanda de gas.
- La presión en los puntos de entrada y salida de la red de transporte.
- Las existencias disponibles en plantas de regasificación, almacenamientos subterráneos y red de transporte.
- La Capacidad Operativa de las plantas de regasificación, almacenamientos subterráneos, conexiones internacionales, yacimientos, plantas de producción de otros gases y estaciones de compresión, así como el flujo en los nudos del sistema.
- El estado de la red de transporte, de acuerdo a lo establecido en la Resolución, de 10 de noviembre de 2022, de la CNMC, por la que se establece la normativa de gestión técnica del sistema sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos
- El estado de las plantas de regasificación y los almacenamientos subterráneos, de acuerdo a lo establecido en la Resolución de la CNMC por la que se establece la normativa de gestión técnica del sistema sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos.
- Los niveles de concentración de H₂, al menos en los puntos relevantes de las redes (de transporte y distribución), así como los niveles de concentración de CO₂ y O₂ en aquellas



áreas que pudieran afectar a instalaciones sensibles de acuerdo con lo definido en el capítulo 2 de esta normativa (almacenamientos subterráneos, conexiones internacionales etc.).

El GTS, en coordinación con los operadores, publicará los valores de los rangos admisibles de las variables de control al objeto de definir en qué nivel de situación se encuentra el sistema en cada momento de acuerdo a lo establecido en la normativa de gestión técnica del sistema.

En operación normal de la red básica y de transporte secundario, las consignas e instrucciones que imparta el GTS a los diferentes operadores estarán basadas en la información de programación aportada por los usuarios, y adicionalmente, tendrán en cuenta los condicionantes técnicos de las instalaciones, criterios de seguridad de personas e instalaciones, seguridad de suministro, fiabilidad, sostenibilidad ambiental, optimización y eficiencia energética.

Cualquier alteración de las condiciones de operación normal prevista, podrán dar lugar a una revisión del plan de operación y, por tanto, modificar las consignas de operación originalmente impartidas a los sujetos. En el caso de que estas alteraciones afectasen a algún sujeto, se informará de su alcance con la mayor brevedad y con la justificación debida, procurando minimizar su efecto.

Al objeto de garantizar el correcto funcionamiento de la red básica y de transporte secundario y realizar el seguimiento de la operación diaria, los operadores de las infraestructuras y el GTS dispondrán de un sistema de comunicaciones, control, gestión de la información y simulación, operativo durante las 24 horas del día, según lo dispuesto en el capítulo 8 de esta normativa.

Con el fin de que el GTS tenga conocimiento en todo momento de la situación del sistema, los diferentes operadores de las instalaciones de transporte le aportarán diariamente los partes de movimiento físico del gas vehiculado a través de sus instalaciones el día anterior. Asimismo, y con objeto de poder gestionar en todo momento posibles situaciones de operación excepcional o emergencia, el GTS deberá recibir de manera continua y en tiempo real los principales parámetros de todas las entradas al sistema, así como de los puntos de conexión entre las distintas redes de transporte.

Con el fin poder desarrollar las funciones en el ámbito de la seguridad de suministro que el GTS tiene encomendadas, cada año antes del 15 de marzo, la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos notificará al GTS el valor total estimado de existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico de la siguiente campaña para el conjunto de usuarios, sin perjuicio de posteriores revisiones. Adicionalmente, y para evitar cualquier nivel de situación excepcional o crisis se podrá hacer uso de las siguientes medidas:

- Reconfiguración de la red de transporte y distribución.
- Redistribución del stock en la red de transporte.
- Utilización de estaciones de compresión.
- Reconfiguración de la programación en AA.SS.



- Posponer y/o cancelar mantenimientos programados, en caso de que sea posible y no afecte a la integridad de las instalaciones, en coordinación con los operadores de las mismas.
- Operación conjunta en conexiones internacionales derivada de los siguientes acuerdos operativos:
 - Francia-España (VIP PIRINEOS): entre los operadores interconectados y el GTS
 - Portugal-España (VIP IBÉRICO): entre los operadores interconectados y el GTS
- Uso de la Cuenta de Balance Operativa (OBA).
- Acciones de balance en el mercado organizado.

El GTS, en colaboración con el resto de sujetos implicados, elaborará una propuesta de Plan de Actuación Invernal con objeto de garantizar el suministro ante el incremento de la demanda derivado de la estacionalidad del mercado doméstico/comercial; haciendo especial énfasis en la cobertura de la demanda ante episodios tales como avisos de bajas temperaturas, olas de frío, contingencias en los aprovisionamientos o cualquier otra eventualidad que pueda repercutir en el funcionamiento normal del sistema.

Dicho plan podrá contemplar entre otras medidas:

- Reserva de capacidad de entrada en las conexiones con gasoductos internacionales. En este caso se deberá disponer además de existencias reservadas en las instalaciones del país vecino.
- Fijación de cantidades de existencias mínimas de seguridad a mantener en tanques de las plantas de regasificación y/o los almacenamientos subterráneos.

El Plan de Actuación Invernal será aprobado por la Dirección General de Política Energética y Minas y publicado antes del 15 de octubre de cada año, permaneciendo vigente mientras no se apruebe otro posteriormente.

El GTS será el encargado de impartir las instrucciones necesarias para el adecuado funcionamiento del sistema en operación normal, pudiendo emitir las instrucciones correspondientes para su aplicación a las empresas de transporte y distribución.

Las empresas de transporte y distribución serán responsables de la adecuada ejecución de las instrucciones emitidas por el GTS. En caso de incumplimiento de tales instrucciones, el GTS lo pondrá en conocimiento del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y de la CNMC, para la correspondiente asignación de responsabilidades, si procediera, de conformidad con lo dispuesto en el Título VI de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

4.3 Publicación de información sobre la Operación Normal del sistema.

El GTS publicará de forma accesible para los sujetos del sistema gasista, antes de las 14:00 horas del día siguiente al día de gas, la siguiente información preliminar agregada correspondiente al día de gas inmediatamente anterior:

- Sobre la demanda de gas, en GWh/día:
 - Demanda total del sistema, distinguiendo entre demanda convencional y eléctrica.



- Sobre las existencias de gas en el sistema:
 - Existencias totales en la red de transporte.
 - Existencias de GNL en cada planta de regasificación, en m³ y GWh al final de cada día de gas.
 - Existencias de gas totales en los almacenamientos subterráneos.
- Sobre las entradas/salidas de gas al sistema gasista, en GWh/día:
 - Entradas totales al sistema de transporte y distribución.
 - Cargas y descargas de GNL en cada planta de regasificación.
 - Emisión de gas de cada planta de regasificación.
 - Entradas o salidas de gas por cada conexión internacional.
 - Inyección/Extracción de los almacenamientos subterráneos.
 - Producción de gas de yacimientos y plantas de otros gases.

Adicionalmente a la publicación diaria, el GTS publicará:

- Un boletín estadístico de gas mensual, en el que indicará los aspectos relevantes de la operación del sistema, evolución y cobertura de la demanda, incidencias en la red de transporte, así como utilización y existencias de las plantas de regasificación y los almacenamientos subterráneos.
- Informe anual del sistema gasista.

4.4 Desbalances individuales.

Se considerará que un usuario del sistema gasista está en situación de desbalance individual acorde a lo dispuesto en la Circular 2/2020, de 9 de enero, de la CNMC, por la que se establecen las normas de balance de gas natural.

4.5 Medidas a adoptar por el usuario ante una previsión de desbalance.

En el caso de que un usuario prevea que va a entrar en una situación de desbalance, utilizará, en su caso, alguno de los siguientes instrumentos:

- Transacciones de compraventa de gas.
- Modificación de las programaciones y/o nominaciones inicialmente previstas.
- Ejercitar las cláusulas de interrumpibilidad con aquellos clientes con los que tenga suscritos contratos de suministro interrumpible comercial.
- Negociar con sus propios clientes firmes interrupciones voluntarias de suministro.
- Negociar con otros usuarios para ejercitar las cláusulas de interrumpibilidad de clientes ajenos.
- Utilización de las capacidades disponibles de los almacenamientos subterráneos y de las plantas de GNL.

El usuario informará al GTS de las medidas tomadas, quien valorará su suficiencia y adecuación a la naturaleza de la situación.



En caso de consumidores directos en mercado podrán, adicionalmente, regular su consumo para poder corregir su propio desbalance. Cuando éste sea causado por la indisponibilidad no programada de una instalación, se aplicará el procedimiento establecido en el capítulo 5 de esta normativa.

4.6 Seguimiento del sistema.

El Comité de Seguimiento del Sistema Gasista (CSSG) será el órgano que tiene por objeto el seguimiento operativo del sistema, la coordinación entre los diferentes sujetos que actúan en el mismo, la presentación de información sobre planes operativos de alcance temporal (periodos invernales) y cualquier otro tema de interés para el seguimiento del sistema.

El CSSG se reunirá con carácter general de forma bimestral y a sus reuniones asistirán, además de representantes de todos los sujetos del sistema (transportistas, distribuidores, usuarios, operador del mercado organizado, etc.), representantes de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, de la CNMC, de la Corporación de Reservas de Productos Petrolíferos y, atendiendo a los asuntos a tratar, del Operador del Sistema Eléctrico y de los operadores de sistemas adyacentes.



5 Capítulo 5 «Operación del sistema en situación excepcional»

5.1 Objeto.

Establecer las medidas generales de operación, coordinación y comunicación que deberá adoptar el GTS y que deberán ejecutar los sujetos afectados para maximizar en todo momento el grado de cobertura de la demanda de gas y garantizar la seguridad de las personas y los bienes cuando el sistema gasista se encuentre o prevea encontrarse en Situación de Operación Excepcional (SOE).

Dichas medidas deben permitir, siempre que sea posible, que los usuarios y sus clientes hagan uso de los mecanismos de mercado que permitan mejorar la respuesta ante SOE.

5.2 Consideraciones generales.

Se define como SOE aquella situación en la cual se prevé que no se cumplan cualquiera de los parámetros que definen la situación de operación normal, pero que no requieren de la declaración de los niveles de crisis recogidos en el artículo 11 del Reglamento (UE) 2017/1938, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2017, sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas y por el que se deroga el Reglamento (UE) 994/2010, y detallados en el capítulo 6 de esta normativa.

La operación del sistema en SOE, requerirá la declaración por parte del GTS y su comunicación previa al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, a la CNMC, a todos los operadores y usuarios afectados, y a la Corporación de Reservas de Productos Petrolíferos, ésta última en caso que estén afectadas instalaciones de almacenamiento subterráneo y/o gasoductos de conexión con los mismos que puedan tener afección sobre su disponibilidad. El resto de operadores y usuarios también serán informados, aunque no con antelación. Si con motivo de la SOE, fuera necesaria la restricción del suministro de usuarios acogidos al peaje interrumpible, se informará también a las Comunidades Autónomas afectadas.

Igualmente, se deberá informar a los destinatarios mencionados anteriormente de cualquier cambio que se produzca en una SOE, en el caso de que se retorne a la situación de operación normal o cuando sea necesario el paso a cualquier nivel de crisis definido en la regulación vigente.

Estas comunicaciones se realizarán de forma explícita a todos los operadores y usuarios afectados. Para el resto de operadores y usuarios la comunicación se realizará mediante publicación de las correspondientes notas de operación.

La SOE estará ocasionada por la existencia de una perturbación en el sistema, entre otras:

- Disponibilidad, total o parcial, de una planta de regasificación.
- Disponibilidad, total o parcial, de una conexión internacional.
- Disponibilidad, total o parcial, de un almacenamiento subterráneo.
- Disponibilidades de equipos en la red de transporte o distribución.
- Disponibilidad, total o parcial, de una planta de producción de otros gases, si dicha indisponibilidad genera una afección a la seguridad de suministro del sistema.



- Introducción en el sistema de gas fuera de especificaciones que pudiera afectar a la integridad de los equipos y/o personas.
- Indisponibilidad parcial o total del personal esencial para la correcta operación y/o mantenimiento de los distintos elementos del sistema gasista, incluyendo los centros de control.
- Indisponibilidad parcial o total de los sistemas de la información esenciales para la operación del sistema.
- Exceso o defecto de gas en el conjunto del sistema.
- Exceso o defecto puntual de gas para su suministro en un área del sistema gasista.
- Un incremento de la demanda de gas que, por razones de interés general, se convierta en necesariamente atendible.
- Falta de existencias de GNL en las plantas de regasificación, debido a cierre de puertos de carga y/o descarga, incidentes en las instalaciones, o incumplimiento de las descargas programadas por los usuarios por cualquier causa o debido a la obligación de prestar un servicio de carga previamente contratado, siempre que cualquiera de estas causas mencionadas, pueda afectar a la seguridad de suministro, a la operación normal de las instalaciones, o del sistema en su conjunto, o pueda generar perjuicios en relación con la sostenibilidad ambiental o eficiencia energética de las instalaciones.
- Desbalance individual de algún usuario en cualquier área de balance (AVB, TVB o PVB).
- Situaciones de altos niveles de GNL en las plantas de regasificación que impidan satisfacer las descargas contratadas en las terminales, cuando no hay demanda suficiente en el sistema para incrementar la producción de las mismas.
- Situaciones operativas que deriven en consignas para parar la emisión de las plantas de regasificación.
- Situaciones sobrevenidas que pudieran afectar a la actividad de sectores productivos con repercusión significativa en el aprovisionamiento o la demanda de gas natural.
- Situaciones sobrevenidas que puedan causar daños al medio ambiente, a la integridad de los buques metaneros o a su navegabilidad segura, y para cuya prevención o mitigación se precise llevar a cabo una descarga o carga en una de las plantas de regasificación del sistema gasista, siempre que dicha operación sea aceptada por la terminal y la autoridad competente, se pueda realizar de forma segura y no requiera la activación de los planes de autoprotección o emergencia de las terminales o de los puertos en los que se pretenda realizar la operación. En las situaciones en las que no se pueda realizar una operación de transferencia de la carga del buque a la terminal en tierra, el responsable de la seguridad del buque deberá coordinar, gestionar y llevar a cabo una transferencia de la carga por medio de una operación de trasvase de buque a buque en una zona segura y autorizada para ello.



Durante la SOE el GTS emitirá las instrucciones pertinentes a las empresas transportistas y distribuidoras de gas natural, así como a los usuarios, los cuales serán responsables de la adecuada ejecución de las instrucciones emitidas por el GTS.

5.3 Información a suministrar para prevenir y resolver las Situaciones de Operación Excepcional.

Para la realización de evaluaciones ante SOE y para la adopción de medidas correctoras, el GTS utilizará la información puesta a su disposición por los distintos sujetos, y podrá recabar de éstos cualquier información adicional que considere necesaria.

- Tras la solicitud del GTS, los titulares de instalaciones deberán proporcionar la siguiente información relativa a la disponibilidad de sus instalaciones:

- a) Capacidades operativas de descarga y carga, de almacenamiento y emisión de plantas de regasificación.

- b) Capacidades operativas de los almacenamientos subterráneos, así como sus capacidades técnicas de inyección y extracción.

- c) Capacidad de la red de transporte, así como las restricciones operativas programadas.

- d) Restricciones operativas con respecto a las condiciones normales de operación de las redes de distribución.

- La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos enviará al GTS anualmente, antes del 1 de octubre, la siguiente información relativa a interrumpibilidad comercial:

- a) Clientes con interrumpibilidad comercial, identificados por Código Universal de Punto de Suministro (CUPS) y clasificados por compañía distribuidora, usuario, provincia, PCTD, mercado, consumo real del año anterior con detalle mensual y caudal contratado diario acogido a dicho acuerdo comercial.

- El GTS enviará a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos anualmente, la siguiente información relativa a interrumpibilidad cada año, cuando se cierre el proceso de contratación de peaje interrumpible:

- a) El listado definitivo de clientes acogidos a este peaje, clasificados por CUPS, compañía distribuidora, usuario, provincia, PCTD, mercado y caudal contratado diario acogido a dicho peaje.

- Los transportistas y distribuidores enviarán anualmente, sobre los clientes conectados a su red, antes del 1 de octubre de cada año, al GTS la siguiente información:

- a) Puntos de suministro que pueden condicionar la operación normal de la red, definidos en el capítulo 1 de esta normativa, clasificados por CUPS, compañía distribuidora o transportista, PCLD/PCTD/PCDD, provincia y consumo real del año anterior.

- b) Consumidores firmes con consumos superiores a 15 GWh/año, clasificados por CUPS, suministrador, compañía distribuidora o transportista, provincia, PCLD/PCTD/PCDD, consumo real del año anterior, caudal contratado diario y nivel de criticidad, (de acuerdo a lo dispuesto en el anexo del capítulo 6



c) Consumo real de los últimos 12 meses con repartos finales provisionales cerrados con detalle mensual, de los clientes protegidos agrupados por PCLD/PCTD/PCDD y clasificados por compañía distribuidora/transportista, usuario que los suministra, grupo tarifario y servicios esenciales.

Para los consumidores superiores a 15 GWh/año, que se hayan certificado, se incorporará adicionalmente la información relativa a aquellos que dispongan de combustible alternativo garantizado, clasificación del proceso productivo y tiempos de preaviso mínimo asociados al mismo, de acuerdo con lo previsto en el capítulo 6. Esta información se publicará en el sistema SL-ATR.

No será necesario el envío de esta información al SL-ATR, si ya se dispusiera de la misma como consecuencia del cumplimiento de otras obligaciones definidas en la regulación vigente.

El Operador del Sistema Eléctrico y el GTS actuarán coordinadamente sobre la base de los procedimientos que existan o se desarrollen al respecto, con el objetivo de garantizar la máxima cobertura de las necesidades de gas para generación eléctrica.

Si la regulación en materia de seguridad de suministro así lo requiriese, la periodicidad de todo este intercambio anual de información se modificará a requerimiento del GTS.

El GTS pondrá toda esta información a disposición del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico cuando éste así lo requiera.

5.4 Evaluación previa de la SOE.

Ante una previsión de SOE, y salvo que por razones de urgencia sea aconsejable actuar de otro modo más inmediato, el GTS procederá a efectuar una primera evaluación teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

- Causa de la SOE.
- La predicción meteorológica, y en caso que se considere necesario, el estado de la mar.
- El tiempo estimado de duración de la SOE, en caso de disponerse del mismo.
- Los usuarios que van a ser afectados en su operativa.
- Las capacidades operativas de las plantas de regasificación y nivel de las existencias.
- Las capacidades operativas de las conexiones internacionales, yacimientos, plantas de producción de otros gases y almacenamientos subterráneos, así como su nivel de existencias.
- Las limitaciones de las redes de transporte y distribución que puedan generar restricciones en las capacidades de emisión.
- La determinación de la demanda atendible para la SOE.
- Determinación, en su caso, del impacto sobre la demanda de gas de la disminución de actividad en sectores productivos con efecto significativo sobre la misma.
- Cualquier otra información relevante.



Las conclusiones de la evaluación previa deberán ser remitidas al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y a la CNMC.

Los operadores y usuarios afectados estarán informados en todo momento.

5.5 Coordinación de la operación del sistema en SOE.

Ante la posibilidad de declaración de SOE o de cualquiera de los niveles de crisis, el GTS podrá convocar un Comité de Coordinación con los sujetos afectados. En este comité se compartirá información sobre los planes de contingencia y de retorno a la situación normal.

En este grupo se coordinarán las actuaciones y la prestación de apoyo al GTS en la toma de las decisiones necesarias sobre el funcionamiento del sistema.

Además del GTS, podrán formar parte de este grupo:

- La Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.
- La CNMC.
- La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.
- El Operador del Sistema Eléctrico.
- Los gestores de red de transporte.
- Los operadores de plantas de regasificación.
- Los operadores de redes de distribución y transporte.
- Los usuarios con derecho a voto que forman parte del Comité de Gestión Técnica definido en el capítulo 12.

Cada participante en este Comité de Coordinación deberá nombrar dos representantes:

- un representante permanente, que deberá estar localizable las 24 horas del día y durante todos los días del año, y
- un representante sustituto, que pueda suplir la ausencia justificada del representante permanente.

El GTS coordinará la ejecución de los planes de operación con todos los usuarios afectados y operadores de las infraestructuras y gestionará los desvíos que se produzcan derivados de la SOE.

Para poder realizar las funciones descritas y tomar las decisiones soportadas técnicamente, el GTS deberá tener en cuenta al menos la siguiente información, proporcionada por todos los sujetos afectados, en la medida que sean de su competencia:

- Programaciones, nominaciones y renominaciones en todos los puntos del sistema, incluyendo los puntos de inyección de otros gases.
- Predicción meteorológica.
- Predicción de la demanda.
- Programas actualizados de carga y descarga de GNL en plantas.



- Planes de mantenimiento de las instalaciones.
- Cualquier otra información que se considere necesaria.

El resultado de las decisiones tomadas se incorporará como parte integrante de un informe explicativo de las medidas adoptadas ante la SOE.

5.5.1 Instrucciones operativas del GTS de carácter temporal

La Dirección General de Política Energética y Minas, por razones de urgencia y con carácter temporal, podrá autorizar al GTS a dictar instrucciones operativas que no estén incluidas en estas normas y que se destinen a reconducir al sistema a la situación de operación normal o a aminorar los efectos de una SOE. Estas medidas deberán ser transparentes, objetivas y no discriminatorias, y serán objeto del correspondiente informe explicativo emitido a la autoridad competente.

5.6 Medidas a adoptar en SOE.

Con objeto de minimizar el impacto de la SOE podrán adoptarse, entre otras, las medidas que se enumeran a continuación:

- Reubicación de existencias disponibles entre las diferentes instalaciones del sistema gasista.
- Modificación de los programas de carga y descarga de buques, previo acuerdo con los sujetos implicados. Estas modificaciones del programa no computarán como modificación del slot asociado a la descarga.
- Modificación de los programas de carga de cisternas, previo acuerdo con los sujetos implicados.
- En caso de que la SOE venga provocada por una limitación de capacidad operativa por hechos sobrevenidos, o bien por falta de existencias que imposibilite el correcto funcionamiento de los cargaderos de cisternas, en caso de ser necesario, siempre que se hayan considerado con antelación los mecanismos de mercado establecidos para garantizar las existencias de GNL, se dará prioridad a la carga de cisternas de GNL destinadas a plantas satélites que alimenten a redes de distribución sobre las plantas satélites monoclientes, de la terminal afectada, en la nueva infraestructura de carga.
- En caso de que la SOE venga provocada por una limitación local de transporte en un área determinada, y siempre y cuando esta limitación no afecte a terceros países ni supere las 72 horas de duración, en caso necesario, podrá limitarse la contratación adicional a los compromisos de entrega en dicho área, así como determinados consumos, siguiendo el principio de intervención mínima y al objeto de preservar las presiones de entrega y la garantía de suministro a los clientes protegidos.
- Modificación de la programación de inyección de otros gases, previo acuerdo con los sujetos implicados.
- Posponer y/o cancelar mantenimientos programados, en caso de que sea posible y no afecte a la integridad de las instalaciones.



- Cuando se alcancen los límites establecidos de la cuenta de balance operativa, los gestores de redes de transporte interconectadas podrán acordar la ampliación de los mismos con el fin de minimizar el efecto a los usuarios y/o favorecer una operación segura.
- Uso de las existencias del Plan de Actuación Invernal por parte de los sujetos.
- Activación de los Acuerdos de Asistencia Mutua de ámbito regional.
- Solicitar la interrumpibilidad comercial.
- Aplicación de la interrumpibilidad a los clientes acogidos a peaje interrumpible por problemas operativos en la zona afectada. En este caso será preciso, ante todo, determinar las zonas en las que habría que proceder a la interrupción del suministro, así como precisar las cuantías y, si es posible, la duración de las restricciones de acuerdo con la normativa vigente.
- Cualquier otra modificación en la programación de la operación del sistema que permita minimizar el impacto y las repercusiones de la causa de la SOE.

Las órdenes de interrupción para restringir el consumo de gas natural a aquellos consumidores acogidos a alguna tipología de peaje interrumpible se realizarán de acuerdo a lo establecido en el apartado 6.10.7 del capítulo 6.

En el caso de que el consumidor final sea una instalación de generación eléctrica, la interrupción y sus eventuales prórrogas deberán ser previamente acordadas con el Operador del Sistema Eléctrico, que podrá rechazarla si considera que ello puede suponer un riesgo cierto para la seguridad de la operación del sistema eléctrico. Dicha decisión deberá ser notificada al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, convenientemente justificada.

El alcance de las interrupciones será determinado por el GTS.

En el caso de que un consumidor con peaje interrumpible incumpla sus obligaciones durante el período en el que se le ha aplicado la interrupción, el GTS lo pondrá en conocimiento del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y de la CNMC, para la correspondiente asignación de responsabilidades, si procediera, de conformidad con lo dispuesto en Título VI de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

Por su propia naturaleza, alguna de las medidas citadas anteriormente se aplicarán simultáneamente y otras de forma secuencial, debiendo ser el GTS quien determine la secuencia temporal de la aplicación, de acuerdo con el plan de operación.

Las medidas que conciernen a la operación del sistema deberán ser comunicadas a los sujetos afectados con la mayor antelación posible. Se informará del escenario de operación que se prevea como probable y de la adopción de las medidas excepcionales contempladas en el plan de operación al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, a la CNMC y a las Administraciones Públicas competentes. Todo lo anterior se entiende sin perjuicio de las responsabilidades que pudieran corresponder a los operadores de las instalaciones afectadas o a los usuarios a quienes sea imputable la SOE.

5.7 Retorno a la situación de operación normal.



Una vez que el sistema retorne a la Operación Normal, el GTS lo declarará y comunicará a todos los sujetos empleando los mismos canales por los que se procedió a la declaración de SOE.

Adicionalmente elaborará un informe completo de lo sucedido, incluyendo su criterio sobre las causas que hayan motivado dicha situación, la eficacia de las medidas adoptadas, los sujetos afectados por dichas medidas y cualquier otra información relevante. Dicho informe será remitido al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y a la CNMC.

Del mismo modo, tras la finalización de la SOE, los sujetos cuyos consumos o clientes se hayan visto afectados podrán plantear cuantas acciones estimen pertinentes para la reparación de los daños y perjuicios que la SOE les haya ocasionado a ellos o sus clientes.



6 Capítulo 6 «Niveles de crisis del sistema y Plan de Emergencia»

6.1 Objeto.

Establecer las medidas generales de operación, coordinación y comunicación que deberá adoptar el GTS y que deberán ejecutar los sujetos afectados para maximizar en todo momento el grado de cobertura de la demanda de gas y garantizar la seguridad de las personas y los bienes cuando el sistema gasista se encuentre en alguno de los niveles de crisis recogidos en el Reglamento (UE) 2017/1938 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2017, sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas y por el que se deroga el Reglamento (UE) 994/2010.

Dichas medidas deben permitir que las empresas de gas natural y sus clientes puedan recurrir en la medida de lo posible y mientras su efectividad sea evidente a medidas basadas en el mercado para hacer frente a situaciones que menoscaban la seguridad de suministro. Adicionalmente, se incluyen medidas de último recurso, no basadas en el mercado, que deberán ser activadas una vez que la efectividad de las medidas basadas en el mercado, no sean suficientes para hacer frente a las situaciones de crisis.

Además, este capítulo, establece el contenido mínimo y estandarizado del Plan de Emergencia que los sujetos que intervienen en el sistema gasista deben remitir al GTS y define el procedimiento general de comunicación fuera de la operación normal en el sistema gasista, en virtud de lo establecido en los artículos 8 y 10 del Reglamento (UE) 2017/1938 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2017, y en el artículo 40.3 del Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos..

6.2 Consideraciones generales.

Se define como nivel de crisis aquella situación en la cual se prevea que se pueda producir o ya se haya materializado, un suceso susceptible de provocar un deterioro del aprovisionamiento del mercado firme que no puede resolverse mediante la declaración de SOE.

En función de su gravedad y en virtud de lo establecido en el artículo 11 del Reglamento, los niveles de crisis se clasifican en:

- Nivel de Alerta Temprana.
- Nivel de Alerta.
- Nivel de Emergencia.

Los sucesos que pueden provocar la activación de los niveles de crisis, son los siguientes:

- Demanda excepcionalmente elevada de gas.
- Interrupción de los flujos de gas en alguno de los puntos de entrada al sistema como consecuencia de la desviación de los parámetros de calidad del gas que pudiera resultar en un incumplimiento de las especificaciones recogidas en la regulación vigente.
- Interrupción del suministro proveniente de países proveedores.



- Indisponibilidad para ejecutar el intercambio de datos con operadores adyacentes, distribuidores, usuarios, plataformas de mercado, etc.
- Indisponibilidad o reducción significativa de la capacidad de una instalación que tenga como resultado un deterioro de la seguridad de suministro.
- Respuesta limitada de los mercados de gas.
- Cualquier otra circunstancia que pueda derivar en un deterioro de la Seguridad de Suministro.

La autoridad competente será la establecida en el artículo 2.7 del Reglamento (UE) 1938/2017 del Parlamento Europeo y del Consejo de 25 de octubre de 2017 sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas y por el que se deroga el Reglamento (UE) 994/2010.

6.3 Clientes Protegidos.

Los clientes protegidos a efectos del Reglamento (UE) 2017/1938, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2017, son los consumidores domésticos, entendiéndose como tales los suministros a domicilios de personas físicas y los usos de calefacción y agua caliente sanitaria colectiva para suministro a domicilios de personas físicas; las PYMES conectadas a la red de distribución; y los servicios esenciales establecidos en el artículo 60 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural, o normativa que lo desarrolle o sustituya.

Los clientes protegidos en virtud del mecanismo de solidaridad a efectos del Reglamento (UE) 2017/1938, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2017, son los consumidores domésticos, entendiéndose como tales los suministros a domicilios de personas físicas y los usos de calefacción y agua caliente sanitaria colectiva para suministro a domicilios de personas físicas; y los servicios esenciales establecidos en el artículo 60 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, que no sean servicios educativos ni de administración pública.

Los usuarios deberán enviar al distribuidor, a través de las plataformas de los operadores de redes de distribución, la identificación de sus clientes como no protegidos, protegidos o protegidos en virtud del mecanismo de solidaridad, para cada uno de sus consumos en un plazo no superior a 2 meses desde la entrada en vigor. Adicionalmente, mantendrán esta información actualizada en caso de formalizar nuevos contratos o que se produzcan modificaciones en los ya existentes.

En un plazo no superior 3 meses desde la entrada en vigor, y posteriormente, anualmente antes del 1 de septiembre, las empresas distribuidoras comunicarán a través de medios telemáticos a los usuarios la mejor previsión de demanda máxima diaria de sus clientes protegidos en su área de distribución basándose en la información de consumos históricos registrados en sus redes. Esta demanda se desglosará por PCTD, provincia y usuario. Asimismo, la previsión de demanda de los clientes protegidos será comunicada por el GTS al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 15 días después del fin del



plazo de la primera comunicación realizada por las empresas distribuidoras, y posteriormente, anualmente antes del 15 de septiembre.

Por otra parte, siempre que les sea requerido para el cumplimiento de la normativa europea en vigor, esta información será solicitada o actualizada en un plazo de diez días hábiles.

De acuerdo con la cifra anterior, 15 días después del fin del plazo de la primera comunicación realizada por las empresas distribuidoras, y posteriormente, anualmente antes del 15 de septiembre, cada usuario informará al GTS de los medios dispuestos para satisfacer la demanda potencial definitiva de clientes protegidos. El GTS evaluará el inventario de medios y procedimientos de los sujetos y podrá solicitar información adicional, así como la ampliación de los medios disponibles. Un mes desde la finalización del plazo, y posteriormente, anualmente antes del 15 de octubre emitirá un informe sobre la idoneidad y suficiencia de los medios puestos a disposición por los usuarios para satisfacer dicha demanda, que remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la CNMC.

6.4 Información a suministrar para prevenir y resolver los niveles de crisis.

Para la adopción de medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas y, ante la declaración de uno de los niveles de crisis por parte de la autoridad competente, el GTS empleará la información aportada por los sujetos que se detalla a continuación:

Usuarios (Información remitida al SL-ATR):

1. Demanda diaria estimada desagregada entre demanda convencional y eléctrica para cada PCTD, PCLD y punto de suministro.
2. Programaciones de puntos de entrada y salida.
3. Programación de operaciones de carga y descarga de buques.

El GTS facilitará a diario a la autoridad competente la siguiente información:

1. Las previsiones de suministro de gas y demanda de gas diarios correspondientes a los tres días siguientes en millones de metros cúbicos por día (Mm^3/d) y en gigavatiohora por día (GWh/d).
2. El flujo de gas diario en todos los puntos de entrada y salida transfronterizos, así como en todos los puntos de conexión a la red de una instalación de producción, una instalación de almacenamiento o una terminal de GNL, en millones de metros cúbicos por día (Mm^3/d) y en gigavatiohora por día (GWh/d).
3. El período, expresado en días, durante el que se prevé que pueda garantizarse el suministro de gas a los clientes protegidos y a todos los clientes.

La autoridad competente informará a la Comisión Europea y a las autoridades competentes de los Estados miembros previstos en la regulación europea vigente. Además, en el caso de declarar el nivel de emergencia, informará a los Estados miembros pertenecientes a los grupos de riesgo de los que forme parte de acuerdo al artículo 14 del Reglamento (UE) 2017/1938, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2017. En ambos casos se facilitará toda la información necesaria, en particular información sobre las medidas que tiene intención de tomar. En caso de ser preciso, la información también se compartirá



con el Grupo de Coordinación del Gas, definido en el artículo 4 del Reglamento (UE) 2017/1938, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2017.

6.5 Gestor de Crisis y Grupo de Gestión de Crisis.

La autoridad competente establecerá un responsable encargado de la gestión de la situación de crisis (Gestor de Crisis).

El Gestor de Crisis liderará el Grupo de Gestión de Crisis, que estará formado por:

1. Autoridad competente.
2. Gestor de Crisis.
3. GTS.
4. Corporación de Reservas Estratégicas y Productos Petrolíferos.
5. Operador del Sistema Eléctrico.
6. Operadores (titulares de plantas de regasificación, almacenamientos subterráneos, transportistas y distribuidores de gas).
7. CNMC.
8. Cualquier otro sujeto que la Autoridad competente o el Gestor de Crisis consideren oportuno para el correcto desarrollo de sus tareas.

El resultado de las decisiones tomadas en el ámbito del Grupo de Gestión de Crisis se incorporará a la evaluación de la emergencia y de la eficacia de las medidas aplicadas, que la Autoridad competente enviará a la Comisión Europea en un plazo inferior a 6 semanas desde la finalización de la crisis, de conformidad al artículo 14 del Reglamento (UE) 2017/1938, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2017. Este documento incluirá una evaluación del impacto económico de la emergencia, el impacto en el sector de la electricidad y la asistencia que hayan prestado o se haya recibido de la Unión y sus Estados miembros.

6.6 Nivel de Alerta Temprana.

El Reglamento (UE) 2017/1938, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2017, define el nivel de Alerta Temprana como aquella situación en la que existe información concreta, seria y fiable de que puede producirse un suceso susceptible de provocar un importante deterioro de la situación de suministro y de desencadenar el nivel de alerta o de emergencia.

La Autoridad competente declarará este nivel cuando las medidas en SOE sean insuficientes para retornar a la Operación Normal y se considere necesario utilizar medidas de mercado.

Para su declaración, la Autoridad competente, o el GTS en su nombre, si así lo indica dicha Autoridad competente, realizará una comunicación previa al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, a la CNMC, a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos y a todos los operadores y usuarios. Cuando existan situaciones de restricción del suministro a los usuarios, se informará también a las Comunidades Autónomas afectadas.



Igualmente, se deberá informar de cualquier cambio que se produzca en una situación de Alerta Temprana, en el caso de que se retorne a la situación de operación normal o cuando se pase a los niveles de Alerta o Emergencia.

6.6.1 Medidas a adoptar en nivel de Alerta Temprana.

Ante esta situación y adicionalmente a las medidas en SOE del capítulo 5, el GTS, mediante consulta al Grupo de Gestión de Crisis, activará las medidas de mercado vigentes dirigidas al suministro para:

- Promover y facilitar un incremento de las entradas de gas por gasoductos internacionales, en colaboración con los operadores y usuarios.
- Promover y facilitar las operaciones logísticas en las plantas de regasificación, promoviendo la entrada al sistema de GNL adicional, en colaboración con los operadores y usuarios.
- Promover y facilitar cualquier otra actuación del mercado que permita incrementar la autonomía del sistema.

Las medidas que conciernen a la operación del sistema deberán ser comunicadas por el GTS a los sujetos afectados con la mayor antelación posible. También informará al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos y a las Administraciones Públicas competentes, del escenario de operación que se prevea como probable y de la adopción de las medidas excepcionales contempladas en el Plan de Operación.

Todo lo anterior se entiende sin perjuicio de las responsabilidades que pudieran corresponder a los operadores de las instalaciones afectadas o a los usuarios a quienes sea imputable este nivel de crisis.

6.7 Nivel de Alerta.

El Reglamento define el nivel de Alerta como aquella situación en la que se produce una interrupción del suministro o una demanda excepcionalmente elevada de gas que provoca un importante deterioro de la situación del suministro, pero el mercado todavía es capaz de gestionar esa interrupción o demanda sin necesidad de recurrir a medidas distintas de las de mercado.

La Autoridad competente declarará este nivel a iniciativa propia o previa comunicación por parte del GTS, que deberá incluir el motivo de la situación de Alerta:

- Después de la declaración de nivel de Alerta Temprana, y cuando las medidas adoptadas son insuficientes para volver a la Operación Normal, pero en principio la situación puede reconducirse mediante medidas de mercado dirigidas a la demanda.
- Directamente desde una situación de operación normal o excepcional, si se previese un importante e inminente déficit de suministro, pero el mercado dispone de capacidad de reacción.

El Nivel de Alerta podrá declararse cuando no se produzcan una interrupción del suministro ni una demanda excepcionalmente elevada de gas en el sistema gasista español, pero sí se haya recibido un requerimiento de solidaridad por parte de un Estado miembro con el que



España tiene suscrito un acuerdo bilateral de solidaridad en el marco de la normativa europea en vigor en materia de seguridad de suministro y, en consecuencia, la demanda conjunta nacional y del Estado miembro solicitante sí sea excepcionalmente elevada.

Para la declaración del Nivel de Alerta, la autoridad competente, o el GTS en su nombre si así lo indica dicha autoridad competente, realizará una comunicación previa al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, a la CNMC, a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos y a todos los operadores y usuarios. Cuando existan situaciones de restricción del suministro a los usuarios, se informará también a las Comunidades Autónomas afectadas.

Igualmente, se deberá informar de cualquier cambio que se produzca en una situación de Alerta, en el caso de que se retorne a la situación de operación normal o cuando se pase al nivel de Emergencia.

6.7.1 Medidas a adoptar en nivel de Alerta.

En esta situación, adicionalmente a las medidas tomadas en la SOE y en el Nivel de Alerta Temprana, el GTS, previa consulta al Grupo de Gestión de Crisis, podrá activar, en este orden de prioridad, las siguientes medidas en el caso de que no hubieran sido adoptadas previamente:

- Aplicar la interrumpibilidad a los clientes acogidos al peaje interrumpible.
- Activar las medidas de mercado vigentes dirigidas a disminuir la demanda para:
 - ✓ Promover y facilitar la disminución de las salidas por gasoductos internacionales, en colaboración con los operadores y usuarios sin afección del mercado de los Estados interconectados.
 - ✓ Promover y facilitar la disminución del consumo de ciclos combinados, previa conformidad del Operador del Sistema Eléctrico y en colaboración con los operadores y usuarios, garantizando en todo caso la seguridad de suministro eléctrico.
 - ✓ Promover la disminución del consumo de gas de las instalaciones de cogeneración, reduciendo la electricidad vertida a la red sin menoscabo de la viabilidad del proceso industrial y previa conformidad del Operador del Sistema Eléctrico.
 - ✓ Cualquier otra actuación de mercado que permita incrementar la autonomía del sistema.
 - ✓ Promover y facilitar el uso de combustibles alternativos en instalaciones industriales y de producción de electricidad.
 - ✓ Promover campañas de comunicación que fomenten el ahorro en el consumo de gas entre los consumidores mediante la reducción de temperatura de la calefacción y agua sanitaria.

En el caso del corte de suministros interrumpibles será preciso determinar las cuantías y la duración de las restricciones, según la regulación vigente.

El GTS impartirá a las distribuidoras y transportistas, en base a lo establecido en la normativa de gestión técnica del sistema, las órdenes oportunas para que éstas procedan a cumplir las instrucciones en función de las cantidades de consumo afectadas y la ubicación física de



dichos consumos. Igualmente, el GTS se dirigirá al Operador del Sistema Eléctrico, para determinar las restricciones de los suministros para generación de electricidad.

En el caso en que un consumidor acogido a peaje interrumpible incumpla durante el período en el que se le ha aplicado la interrupción, el GTS lo pondrá en conocimiento del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y de la CNMC, para la correspondiente asignación de responsabilidades, si procediera, de conformidad con lo dispuesto en Título VI de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

Las medidas que conciernen a la operación del sistema deberán ser comunicadas por el GTS a los sujetos afectados con la mayor antelación posible. También informará al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos y a las Administraciones Públicas competentes, del escenario de operación que se prevea como probable y de la adopción de las medidas excepcionales contempladas en el Plan de Operación.

Todo lo anterior se entiende sin perjuicio de las responsabilidades que pudieran corresponder a los operadores de las instalaciones afectadas o a los usuarios a quienes sea imputable este nivel de crisis.

6.8 Nivel de Emergencia.

Según lo establecido en el Reglamento (UE) 2017/1938 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2017 se produce una situación de nivel de Emergencia cuando se registra una demanda excepcionalmente elevada de gas, una importante interrupción del suministro u otro deterioro considerable de la situación del suministro y, tras la aplicación de todas las medidas pertinentes de mercado, el suministro de gas es insuficiente para satisfacer la demanda restante de gas, de manera que deben introducirse adicionalmente medidas distintas de las de mercado con vistas, en particular, a salvaguardar el suministro de gas a los clientes protegidos.

La Autoridad competente declarará este nivel a iniciativa propia o previa comunicación por parte del GTS que deberá incluir el motivo de la situación de emergencia, volumen de gas y zonas geográficas afectadas, duración estimada y afectación al mercado.

La declaración se podrá realizar:

- Directamente desde una situación de operación normal o de Operación Excepcional, si se previese un importante e inminente déficit de suministro que pusiera en riesgo la seguridad del sistema y el suministro de gas natural, en particular a los clientes protegidos.
- Cuando, tras la declaración de nivel de Alerta Temprana o Alerta, el GTS considere que las medidas adoptadas son insuficientes y deben introducirse medidas adicionales para salvaguardar el suministro de gas a los clientes protegidos.

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, o el GTS en su nombre, si así lo indica dicha autoridad competente, comunicará la declaración de Situación de Emergencia al Operador del Sistema Eléctrico, a la CNMC, a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos y a todos los operadores y usuarios; cuando se puedan derivar restricciones del suministro a los consumidores finales, se informará también a las Comunidades Autónomas afectadas.



Igualmente, se deberá informar de cualquier cambio que se produzca en una situación de Emergencia o en el caso de que se retorne a la situación de operación normal.

En el caso de una emergencia que pueda dar lugar a una petición de solidaridad a la Unión Europea y/o a sus Estados miembros, se seguirán los cauces establecidos en la normativa comunitaria en vigor en materia de seguridad de suministro de gas, así como los acuerdos bilaterales suscritos entre España y otros Estados miembros.

Cuando, a pesar de haber tomado todas las medidas establecidas en los niveles de SOE, Alerta Temprana y Alerta, no se garantizase la continuidad del suministro, el Gobierno podrá adoptar las medidas necesarias de acuerdo con lo establecido en el artículo 101 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

El GTS, mediante consulta al Grupo de Gestión de Crisis, ejecutará las medidas adoptadas en las que sea necesaria su participación de acuerdo con los criterios que éste establezca.

Las medidas que conciernen a la operación del sistema deberán ser comunicadas por el GTS a los sujetos afectados con la mayor antelación posible. También informará al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos y a las Administraciones Públicas competentes, del escenario de operación que se prevea como probable y de la adopción de las medidas excepcionales contempladas en el Plan de Operación.

6.8.1 Medidas a adoptar en Nivel de Emergencia.

6.8.1.1 Optimización del consumo destinado a generación eléctrica

El GTS, con la mayor antelación posible y una vez agotadas las medidas de mercado, propondrá al Operador del Sistema Eléctrico un calendario tentativo de reducción de consumo de gas en las centrales de generación eléctrica y en las instalaciones de cogeneración en las zonas afectadas durante los siguientes 7 días, tomando como base los volúmenes de gas incluidos por los usuarios en las programaciones semanales y el consumo medio diario durante los últimos siete días naturales. En todo momento se deberá garantizar la seguridad del sistema eléctrico y del proceso productivo en el caso de las instalaciones de cogeneración, teniendo además en cuenta la posible protección de determinadas centrales de generación eléctrica según lo dispuesto en la normativa comunitaria en vigor en materia de seguridad de suministro de gas.

El Operador del Sistema Eléctrico, en función de la flexibilidad del sistema eléctrico y en coordinación con los sujetos que participan en él, facilitará la reducción de carga en centrales de ciclo combinado en los mercados de operación, asegurando el suministro de energía eléctrica con las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad requeridas.

De acuerdo con lo anterior, el Operador del Sistema Eléctrico comunicará al GTS las centrales de generación eléctrica y las instalaciones de cogeneración susceptibles de reducción de consumo, y el volumen de reducción de consumo para cada uno de los días propuestos. El GTS informará a los usuarios responsables de su suministro y a los titulares de las instalaciones a las que se conectan.



6.8.1.2 Programas extraordinarios de importación de gas

El GTS, previa autorización de la Dirección General de Política Energética y Minas, podrá proponer programas extraordinarios de importación de gas natural, en nombre del sistema gasista, siempre que se justifique por razones de garantía de suministro a corto plazo. El procedimiento de compra será competitivo si la situación así lo permite.

6.8.1.3 Restricciones al suministro firme

En el caso de que las medidas anteriores no consigan garantizar el suministro de los clientes protegidos se procederá a aplicar restricciones al suministro firme. Si esta situación sea causada por el desbalance de un usuario, se procederá a interrumpir en primer lugar sus clientes, siempre y cuando no se trate de clientes protegidos.

En caso de restauración del servicio, el orden será el inverso del correspondiente al corte del suministro.

Se seguirán las siguientes prioridades a la hora de mantener el suministro de carácter firme:

1. Clientes protegidos en virtud del mecanismo de solidaridad, a los que se aplicarán las disposiciones incluidas en la normativa comunitaria en materia de seguridad de suministro, en particular el principio de solidaridad y la norma relativa al suministro.
2. Clientes protegidos no incluidos en el caso de solidaridad, a los que se aplicarán las disposiciones incluidas en la normativa comunitaria en materia de seguridad de suministro, en particular la norma relativa al suministro.
3. Clientes no protegidos acogidos a peajes de acceso a las redes locales inferiores o iguales a la RL7 (consumos anuales inferiores o iguales a 15 GWh/año).
4. Clientes no protegidos acogidos a peajes de acceso a las redes locales superiores a la RL7 (consumos anuales superiores a 15 GWh/año), incluyendo a las centrales para generación de energía eléctrica, con las posibles restricciones que establezca el Operador del Sistema Eléctrico.
5. El consumo de instalaciones que cuenten con suministros alternativos garantizados de otros combustibles declarados en base al artículo 99 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

El GTS, contando con la información aportada por las empresas transportistas y distribuidoras y los usuarios, identificará y comunicará las acciones concretas que posibiliten reducir los consumos que sean necesarios y recabará de las autoridades correspondientes el apoyo a las medidas adoptadas.

Con este fin, el GTS elaborará un Plan de Restricción de Consumos superiores a **15 GWh/año** de clientes no protegidos. Si este no fuera suficiente, se pasaría a comunicar a los distribuidores y transportistas afectados la necesidad de elaborar un Plan de Restricción de Consumos inferiores o iguales a **15 GWh/año de clientes no protegidos**. Los criterios y procedimientos de elaboración de estos planes se recogen en el apartado 6.12.

En el caso de que la situación de emergencia tenga su origen en el fallo de suministro del principal suministrador, los usuarios afectados por la falta de aprovisionamiento del principal país suministrador que abastezcan a instalaciones que cuenten con suministros alternativos garantizados de otros combustibles suspenderán el suministro a estas instalaciones, de



acuerdo con la información proporcionada por los usuarios en relación a la diversificación de aprovisionamientos remitida a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos en virtud de lo establecido en la regulación vigente.

En el caso de que fuera necesario realizar alguna intervención de cierre de válvulas en la red, el transportista o distribuidor de la red afectada será el responsable de su ejecución, siempre que se tenga acceso a la válvula de corte. En caso contrario deberá hacerse desde las instalaciones de los clientes conectados con afección

Los consumidores firmes localizados en una zona afectada por los cortes de suministro podrán llegar a acuerdos voluntarios para ceder su consumo diario a un tercero que haya sido interrumpido dentro de su misma zona de distribución o que se encuentre conectado al mismo gasoducto de transporte. Este hecho deberá ser comunicado previamente al titular de la red a la que se conecte, que lo deberá tener en cuenta a la hora de enviar las mediciones de consumo.

6.8.1.4 Uso de las reservas estratégicas y reservas operativas del sistema

Una vez que el Gobierno haya autorizado el uso de las reservas estratégicas, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico en calidad de Autoridad competente, previa comunicación al GTS y a la Corporación de Reservas de Productos Petrolíferos, dictará las instrucciones precisas para el uso de las mismas.

El GTS, previa nominación de extracción por parte de los usuarios, dará las instrucciones oportunas a los titulares de las instalaciones para la extracción de las reservas estratégicas y determinará, en su caso, un orden de preferencia de extracción en base a las instrucciones de uso dictadas por la autoridad competente. Esta información será también remitida a la Corporación de Reservas de Productos Petrolíferos para el control y seguimiento del uso de las reservas estratégicas.

6.8.2 Evaluación de la Emergencia.

Tras una emergencia, con la mayor antelación posible y a más tardar seis semanas después de la finalización de dicha situación, la Autoridad competente facilitará a la Comisión Europea una evaluación detallada de la emergencia y de la eficacia de las medidas aplicadas, incluida una evaluación del impacto económico de la emergencia, el impacto en el sector de la electricidad y la asistencia prestada a, o recibida de, la Unión Europea y sus Estados miembros.

6.9 Planes de emergencia.

6.9.1 Plan de emergencia de transportistas y distribuidores.

Los transportistas y los distribuidores remitirán anualmente al GTS sus Planes de Emergencia antes del día 1 de octubre de cada año.

El Plan de Emergencia que los titulares de redes de transporte y distribución deben elaborar, contendrá al menos la siguiente información:

- Descripción detallada de las funciones, responsabilidades, medios humanos, materiales y procedimentales a adoptar por la empresa ante situaciones de emergencia.



- Información recogida en el apartado 5.3 del capítulo 5 de esta normativa.
- Clasificación y tiempo de preaviso mínimo ante interrupción del suministro, de acuerdo a lo dispuesto en el anexo, de los consumidores que pueden condicionar la operación normal de la red...

En principio, todos los puntos de suministro (identificados por CUPS) que no sean clientes protegidos tendrán un preaviso mínimo fijado de dos horas. Los CUPS que requieran un tiempo de preaviso mínimo superior, deberán certificarse tal y como se indica en el anexo.

- Datos de contacto permanentemente actualizados que incluyan, al menos, teléfono y correo electrónico del centro de control ante incidencias disponible las veinticuatro horas y de un responsable.

Adicionalmente, la información relativa a los contactos se actualizará en el momento en que sufra modificaciones.

6.9.2 Plan de emergencia de usuarios y consumidores directos en mercado.

El Plan de Emergencia que deben elaborar los usuarios y los consumidores directos en mercado, , contendrá al menos la siguiente información:

- Al menos, dos contactos por compañía (número de teléfono y correo electrónico) ante incidencias disponible las veinticuatro horas. Esta información estará permanentemente actualizada.
- Relación de incidencias ocurridas fuera del territorio español en el último año que hayan provocado una reducción del aprovisionamiento programado con destino al sistema gasista español.
- Consumidores acogidos a interrumpibilidad comercial, detallando el CUPS y PCTD/PCDD al que se encuentran conectados.
- Consumidores con instalaciones que cuenten con suministros alternativos garantizados de otros combustibles declarados en base al artículo 99 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

Estas compañías remitirán anualmente al GTS sus planes de emergencia para la seguridad del suministro antes del día 1 de octubre de cada año.

6.10 Disponibilidad de la información en el SL-ATR.

Para facilitar el cumplimiento de las funciones encomendadas al GTS, así como su coordinación con los operadores de las redes de transporte y distribución y los usuarios, el GTS dispondrá en el SL-ATR de la siguiente información en cada punto de conexión (PCTT, PCTD, PCLD y PCDD):

- Listado de transportistas y distribuidores conectados en cada punto de conexión transporte-transporte (PCTT), punto de conexión transporte-distribución (PCTD) y punto de conexión distribución-distribución (PCDD).
- Información relativa a los consumidores finales que la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos y los operadores de las redes de transporte y



distribución deben remitir al GTS según lo establecido en la normativa de gestión técnica del sistema.

- Información relativa a consumidores finales con consumo anual superior a 15 GWh/año, y su clasificación por nivel de criticidad.
- Información relativa a consumidores con instalaciones que cuenten con suministros alternativos garantizados de otros combustibles declarados en base al artículo 99 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.
- Información relativa al volumen de consumo de los clientes protegidos y los clientes protegidos en virtud del mecanismo de solidaridad.
- Información de datos de contacto de los representantes de las compañías a coordinar. Cada transportista, distribuidor y usuario será responsable de la actualización de los datos de contacto y de la disponibilidad de sus representantes 24 horas al día, los 365 días del año.

El GTS será el responsable de mantener actualizados los datos de contacto del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, de la CNMC, de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos y del Operador del Sistema Eléctrico.

Para garantizar la confidencialidad de la información, se mantendrán distintos perfiles de acceso al SL-ATR para los distintos sujetos implicados.

6.11 Comunicación en situaciones de crisis.

Todas las comunicaciones descritas en el presente capítulo entre el GTS, Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, CNMC, Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, Operador del Sistema Eléctrico, empresas distribuidoras y transportistas y usuarios de las instalaciones se realizarán mediante medios electrónicos, preferentemente a través del SL-ATR, que permitan tener constancia de la recepción y autenticidad de la comunicación.

En el caso de que se haga necesario el uso del teléfono, las conversaciones podrán ser grabadas. En caso de que alguna de las partes manifestara su oposición al respecto, deberá comunicarlo a la Autoridad Competente y al GTS, en el plazo de 1 mes desde la publicación de este protocolo, indicando los motivos de la oposición.

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico en calidad de Autoridad Competente o el GTS en su nombre, si así lo indica la Autoridad Competente, comunicará cualquiera de los niveles de crisis (Alerta Temprana, Alerta o Emergencia) a la CNMC, a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, al Operador del Sistema Eléctrico, a los titulares de instalaciones, a los usuarios y a los consumidores directos en mercado afectados.

La Autoridad Competente decidirá en su momento la comunicación al resto de operadores de instalaciones y usuarios, así como el medio de comunicación más adecuado.

Una vez declarado el nivel de crisis, el Grupo de Gestión de Crisis evaluará los recursos necesarios para la gestión de la misma, indicando a todos los implicados las instrucciones de la Autoridad Competente a seguir en su resolución.



Cuando existan situaciones de restricción del suministro, sin perjuicio de las acciones de comunicación que se lleven a cabo con los transportistas, distribuidores y usuarios para coordinar las eventuales interrupciones de suministro, y para informar a los consumidores con la mayor antelación posible, la Autoridad Competente, o el GTS en su nombre, notificará la situación a las Comunidades Autónomas y Administraciones locales afectadas.

Para la comunicación de órdenes de restricción del suministro a consumidores, se aplicará el procedimiento de comunicación de interrupción establecido en el apartado 6.10.7.

En caso de ser necesaria la interrupción del suministro a consumidores, las órdenes de interrupción, incluirán:

- Zona.
- Duración.
- Volumen objetivo de consumo a interrumpir.

Estas órdenes serán emitidas después de que se haya declarado el nivel de crisis pertinente. Para garantizar la máxima coordinación y agilidad en la resolución de la contingencia, desde el centro de control del GTS se contactará con los centros de control de los operadores de transporte y/o distribución implicados.

Por otra parte:

- La empresa distribuidora y/o transportista comunicará al GTS la evolución y ejecución de la restricción realizada hasta la normalización del suministro, detallando el tiempo, volumen, en base a consumos históricos de días equivalentes, y número de consumidores afectados por punto de conexión.
- Una vez concluida la contingencia, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico en calidad de Autoridad Competente o el GTS, si así lo indicase la Autoridad Competente, comunicará dicha finalización a la CNMC, a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, a los centros de control de los titulares de instalaciones y a los usuarios afectados por vía telefónica y/o correo electrónico. La Autoridad Competente decidirá en su momento la comunicación del cierre al resto de operadores y usuarios, así como el medio de comunicación más adecuado.

6.12 Planes de restricción de consumos.

Los planes de restricción de consumos superiores a 15 GWh/año (nivel de prioridad 4) y de consumos inferiores o iguales a 15 GWh/año (nivel de prioridad 3), serán elaborados por el GTS y los titulares de las instalaciones, respectivamente.

Ambos planes incluirán un listado de CUPS, junto a la identificación de su CNAE, por cada nivel de criticidad según se definen en el anexo de este capítulo. Estos listados determinarán el orden de corte o restricción de suministro dentro de cada nivel de criticidad.

Para cada nivel de criticidad, los consumidores a nivel de punto de suministro (CUPS) se ordenarán de acuerdo con el plazo de preaviso mínimo (interrumpiendo en primer lugar los de menor plazo). Dentro de cada plazo de preaviso mínimo, en función del caudal diario contratado "Qd" (interrumpiendo en primer lugar los de mayor caudal). Si hubiera



coincidencia en el caudal, se priorizarán según el número de identificación fiscal, de tal manera que se interrumpirían primero los de número mayor.

Para cada CNAE desglosada hasta el mayor nivel existente, se establecerán turnos de interrupción en periodos de 4 días, siempre que los cortes programados de la demanda se estimen para una duración mayor. Una vez finalizado ese turno, se seguirá el orden de corte establecido, interrumpiendo el suministro secuencialmente a aquellos consumidores que hasta ese momento no habían sido afectados por cortes, por turnos de 4 días, y así sucesivamente hasta la conclusión del listado de cada nivel de criticidad.

En ningún caso el volumen de gas natural interrumpido de un sector concreto, identificado por la referida CNAE, en un mismo turno representará más del 30% del consumo estimado de todo ese sector en ese periodo, con el fin de evitar la parada simultánea de gran parte de la producción de un determinado conjunto de bienes y los efectos negativos en la cadena de suministro.

Una vez finalizado el periodo de corte y si transcurre menos de un año desde que se finalizó la aplicación de la medida, en caso de tener que implementar de nuevo el corte de demanda firme, se reanudarán los cortes desde la última posición a la que se le hubiera interrumpido el suministro. Sin embargo, si transcurre más de un año, se reiniciará el corte desde la primera posición del listado.

6.12.1 Restricciones a los consumos superiores a 15 GWh/año de clientes no protegidos.

Ante cualquier situación de crisis con restricciones a los consumos, el GTS elaborará un Plan de Restricción de Consumos superiores a 15 GWh/año de clientes no protegidos, que incluirá el CUPS de cada consumidor afectado, la estimación de los volúmenes a interrumpir, el inicio y la duración de la interrupción, localización por punto de conexión, así como los usuarios afectados.

En el plan se incluirán también y en las mismas condiciones, aquellos consumidores que puedan condicionar la operación normal de la red a la que estén conectados definidos en la normativa de gestión técnica del sistema.

EL GTS comunicará mediante correo electrónico este plan a los distribuidores y transportistas afectados para su análisis, pudiendo estos, en su caso, proponer alternativas que consideren más eficaces. El GTS informará del plan definitivo al Grupo de Gestión de Crisis y al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico en calidad de Autoridad Competente.

Una vez examinado el plan por el Grupo de Gestión de Crisis y aprobado por la Autoridad Competente, el proceso de comunicación de las restricciones se realizará conforme a lo establecido en el apartado 6.10.7 de este capítulo.

En el caso de que el consumidor final sea una instalación de generación eléctrica, la interrupción y eventual prórroga deberán ser previamente acordadas con el Operador del Sistema Eléctrico, que podrá rechazarla si considera que ello puede suponer un riesgo cierto para la seguridad de la operación del sistema eléctrico. Dicha decisión deberá ser notificada al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico convenientemente justificada.



6.12.2 Restricciones a los consumos iguales o inferiores a 15 GWh/año de clientes no protegidos.

En el caso de que la situación así lo exija, y si después de aplicar el Plan de Restricciones de consumidores superiores a 15 GWh/año, no se garantizase el suministro del resto del consumo firme así como a los clientes protegidos, el GTS dará instrucciones a los titulares de las instalaciones involucradas para interrumpir el suministro a consumidores con consumo igual o inferior a 15 GWh/año, para lo cual deberá comunicar el volumen de consumo a interrumpir, la duración de la interrupción y su localización.

En cumplimiento de dicha instrucción, cada distribuidor y/o transportista afectado deberá elaborar un Plan de Restricción de Consumos iguales o inferiores a 15 GWh/año de clientes no protegidos, al efecto que deberá comunicar a los usuarios afectados y al GTS, en un plazo no superior a 12 horas.

En el caso de que el consumidor final sea una instalación de generación eléctrica, la interrupción y eventual prórroga deberán ser previamente acordadas entre el GTS y el Operador del Sistema Eléctrico, que podrá rechazarla si considera que ello puede suponer un riesgo cierto para la seguridad de la operación del sistema eléctrico. Dicha decisión deberá ser notificada al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico convenientemente justificada.

6.13 Procedimiento de comunicación de orden de interrupción a consumidores.

6.13.1 Comunicación de la orden de interrupción a consumidores superiores a 15 GWh/año.

El GTS será el encargado de comunicar el Plan de Restricción a los usuarios, transportistas y distribuidores afectados.

La información por especificar a cada sujeto es la siguiente:

- CUPS y nombre del consumidor final.
- Fecha y hora del inicio de la interrupción.
- Duración estimada de la interrupción.
- Causa que motiva la solicitud de interrupción del suministro.
- Categoría URGENTE o NORMAL.

Serán los usuarios los responsables de informar de la orden de interrupción a sus clientes afectados mediante los medios necesarios para asegurar su recepción, con copia al GTS y al transportista o distribuidor de la red afectada.

En el caso de que fuera necesario realizar alguna intervención de cierre de válvulas en la red, el transportista o distribuidor de la red afectada será el responsable de su ejecución.

En el caso de que el suministro a interrumpir se realice a través de varios transportistas y/o distribuidores, se enviará el comunicado a la vez a todos los implicados especificando sobre quien recae la responsabilidad de realizar el cierre de la válvula de acometida. En caso contrario, el único transportista o distribuidor implicado será el responsable de realizar dicho corte.



Desde el GTS se contactará con los centros de control de los operadores de transporte y/o distribución implicados con objeto de garantizar la máxima coordinación y agilidad para resolver la contingencia.

6.13.2 Comunicación de la orden de interrupción a consumidores iguales o inferiores a 15 GWh/año.

La comunicación será realizada por los distribuidores y/o los transportistas informando puntualmente de la evolución de la contingencia y previsión de normalización del suministro de forma general a través de medios de amplia difusión como páginas web u otros medios telemáticos de los que se disponga, y directamente a los organismos oficiales competentes (Comunidades Autónomas, Administraciones locales, Dirección General de Protección Civil y Emergencias, etc.) y usuarios afectados.

El distribuidor y/o el transportista, como responsable de controlar y o realizar la interrupción de suministro confirmará al GTS la ejecución de la orden de interrupción (corte físico o control de consumos al menos una vez cada 24 horas en el caso de disponer de sistema de telemedida operativo), anotando la lectura del consumo en el momento de su interrupción. Esta lectura se podrá realizar a través de los sistemas de telemedida.

6.13.3 Comunicaciones durante el periodo de interrupción.

Con carácter general, el preaviso mínimo de interrupción del suministro se realizará con veinticuatro horas de antelación (Interrupción NORMAL), aunque el plazo podrá ser inferior si la Autoridad Competente, o el GTS en su nombre si así lo indica dicha Autoridad Competente, declara directamente el nivel de crisis de Alerta o Emergencia por una circunstancia imprevista (Interrupción URGENTE).

Para los consumidores de más de 15 GWh/año, el titular del punto de conexión con el consumidor confirmará al GTS y al usuario afectado, la ejecución de la orden de interrupción, proporcionando al GTS y usuario la lectura del consumo en el momento de su interrupción. Para los consumidores acogidos a peaje interrumpible se procederá del mismo modo.

Para el resto de los consumidores el centro de control de la empresa transportista y/o distribuidora comunicará al GTS la evolución de la interrupción realizada hasta la normalización del suministro, detallando el tiempo, volumen y número de consumidores afectados.

Una vez finalizado el periodo de interrupción el transportista o distribuidor titular del punto de conexión deberá realizar otra lectura del equipo de medidas e informar de la misma al GTS detallando si se ha producido algún consumo.

Una vez concluida la contingencia, la Autoridad Competente o el GTS, si así lo indicase la Autoridad Competente, comunicará dicha finalización al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, a la CNMC y a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos. Además, el GTS informará a los usuarios, transportistas y distribuidores afectados del fin de la contingencia.

El resto de operadores y usuarios también serán informados, a posteriori, del final de la declaración de nivel de crisis, mediante la publicación de dicha información en la página web del GTS.



La interrupción del suministro a consumidores firmes industriales deberá notificarse respetando el tiempo de preaviso mínimo descrito en el anexo de este capítulo.

6.14 Ejercicios de simulacro de emergencia.

Para garantizar la operatividad de los planes de emergencia, periódicamente y según establezca la regulación vigente, se realizará un ejercicio simulado de emergencia, con la siguiente distribución de responsabilidades:

- La Dirección General de Política Energética y Minas, mediante resolución, determinará su realización a propuesta del GTS, estableciendo en la misma o en aclaraciones adicionales el siguiente contenido, que podrá tener carácter confidencial o ser publicado en su web:

- ✓ Fecha y hora de inicio y finalización del ejercicio. La fecha y hora de inicio coincidirá con la del evento inicial que causa la emergencia.

- ✓ Sucesión de eventos que provocan la activación del Plan de Emergencia. Durante la duración del ejercicio se podrán establecer eventos sucesivos que incrementen o minoren la gravedad del supuesto. En este caso, la resolución incluirá en anexos separados la descripción del evento y la fecha y hora de comunicación al GTS.

- ✓ Escenario de demanda. Podrán utilizarse los datos reales disponibles o previsiones de temperaturas y demanda eléctrica. En este último caso, las previsiones estarán determinadas en la propia resolución. La resolución podrá establecer variaciones del escenario durante la duración del ejercicio.

- ✓ Sujetos involucrados informados del ejercicio y fecha y hora de comunicación del ejercicio.

- ✓ Sujetos involucrados no informados (al menos inicialmente) del mismo.

- ✓ Observadores (registro de la realidad de la aplicación de los distintos procesos; errores observados).

- ✓ Guías: supervisan los distintos procesos con intervención mínima, y cuidan de que el ejercicio se realice y finalice incluso aunque algún paso se dé por inválido.

La sucesión de eventos podrá incluir el requerimiento de aplicación del principio de solidaridad emitida por/hacia otro Estado miembro en aplicación de la normativa comunitaria en vigor en materia de seguridad de suministro. En tal caso, estarán involucrados en el ejercicio tanto la autoridad competente del otro Estado miembro como su Gestor de Redes de Transporte de Gas.

- El GTS será el responsable de coordinar su ejecución entre los sujetos del sistema gasista.

- La CNMC será responsable de su supervisión, seguimiento y análisis de resultados. Para ello, la Dirección de Energía de la CNMC deberá nombrar las personas responsables en un plazo no superior a 3 meses desde la publicación de esta resolución. El personal elegido podrá rotar a lo largo del año y se podrán nombrar sustitutos en caso de indisponibilidad. Asimismo, la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos



Petrolíferos supervisará la eventual utilización de las reservas estratégicas de acuerdo al artículo 40.3 del Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio.

Se realizará aviso previo de la realización del simulacro a la CNMC y a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos responsable de su supervisión y, en su caso, la autoridad competente y el Gestor de Redes de Transporte de Gas de otro Estado miembro, que serán advertidos con 48 horas de anticipación para confirmar su disponibilidad, y a cualquier otro sujeto que se considere oportuno para el desarrollo del simulacro.

El ejercicio se iniciará cualquier día y hora del año, con excepción del 24, 25 y 31 de diciembre y 1 de enero, mediante la comunicación electrónica de dicha resolución al personal de la CNMC y de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos responsable de su supervisión y al representante del GTS en el Grupo de Gestión de Crisis, que a su vez será responsable de informar a usuarios y titulares de las instalaciones. En el caso de que el ejercicio incluyese una serie de eventos sucesivos, estos serán descritos en anexos separados, remitiendo cada uno de ellos en el momento que así determine la propia resolución.

El ejercicio podrá incluir la indisponibilidad de instalaciones de la red básica, la pérdida sustancial de suministros, la pérdida total o parcial de los sistemas de comunicación, supervisión y/o telemando o una combinación de los mismos.

El GTS enviará a la Dirección General de Política Energética y Minas una propuesta de escenarios y su impacto esperado tanto local como global en el sistema gasista. La primera propuesta de escenarios deberá enviarse en un plazo no superior a 6 meses desde la publicación de esta normativa de gestión técnica del sistema.

La resolución podrá incluir un anexo confidencial indicando el resultado esperado, conforme a una aplicación ideal del plan de emergencia: detalle de las acciones esperadas de cada sujeto afectado (sujetos que deben intervenir, comunicaciones con otros sujetos, acciones concretas, tiempos de respuesta, documentación de uso, etc.).

Como resultado mínimo del ejercicio los sujetos deberán proporcionar los siguientes resultados:

GTS:

- Impacto de los sucesivos eventos comunicados durante el transcurso del ejercicio en las presiones de la red básica y los flujos de gas, así como la afectación a la capacidad de suministro.
- Instrucciones operativas emitidas por el GTS a los titulares de las instalaciones para mitigar las consecuencias del evento.
- Acciones de coordinación realizadas con el Gestor de Redes de Transporte de otros Estados miembros, si es el caso.
- Alteraciones de las nominaciones de los usuarios para garantizar el suministro en caso de ser necesarias.



- Alteraciones de los sistemas de telecontrol, así como medidas correctoras para garantizar el suministro en caso de ser necesarias.
- Pérdida de capacidad de suministro y afectación zonal.
- Propuestas de aplicación de medidas de mercado destinadas a la reducción de la demanda.
- Propuestas de corte a consumidores acogidos al peaje interrumpible.
- Propuestas de minoración de la demanda de generación eléctrica y cogeneración enviadas al Operador del Sistema Eléctrico.
- Propuestas de corte a consumidores con suministro de combustible alternativo.
- Una vez adaptadas las medidas anteriores, se deberá determinar el volumen de la pérdida de capacidad de suministro convencional, y en su caso, el Plan de restricciones para consumos superiores a 15 GWh/año y el volumen a interrumpir en los consumos iguales o inferiores a 15 GWh/año enviado a los transportistas y distribuidores afectados.
- En caso de ser necesario, la propuesta al Gobierno para el uso de las reservas estratégicas.

Distribuidores y transportistas con consumidores conectados:

- Participación en la aplicación de medidas de mercado destinadas a la reducción de la demanda.
- Órdenes de interrupción de los consumidores afectados por el Plan de restricciones de consumos superiores a 15 GWh/año que hayan ejecutado atendiendo al plan de restricción de consumos elaborado por el GTS.
- El Plan de restricciones de los consumos iguales o inferiores a 15 GWh/año en caso de ser necesario.

Usuarios afectados:

- Participación en la aplicación de medidas adoptadas.

Los sujetos involucrados deberán mantener un registro documental de las comunicaciones mantenidas, incluyendo la hora de emisión y recepción. En el caso de que las comunicaciones se realicen por vía telefónica, estas deberán ser grabadas.

Al objeto de poder realizar un análisis del ejercicio, la CNMC encargada de su supervisión podrá:

- Acceder a los centros de control del GTS y de los transportistas y distribuidores involucrados.
- Solicitar los registros y la información disponible en los sistemas informáticos siempre y cuando se garantice la seguridad e integridad de los mismos, tanto en tiempo real, como una vez acabado el ejercicio, para tener acceso a las comunicaciones, tanto electrónicas como telefónicas, entre los sujetos y la hora de envío.
- Acceso a los Planes de Emergencia y a los Planes de Restricción a Consumidores.



Una vez finalizado el ejercicio, la autoridad competente, o el GTS en su nombre si así lo indica dicha autoridad competente, elaborará un informe que contenga al menos la siguiente información:

- Documento resumen de resultados, detallando los errores observados.
- Comentarios y observaciones de los distintos sujetos que han intervenido (tanto sobre el planteamiento del ejercicio como del desarrollo del mismo y anomalías encontradas).
- Documento de conclusiones: propuesta de resolución/mejoras que resuelvan los errores encontrados, y propuesta de actualización/revisión de los planes de emergencia.
- La Autoridad Competente compartirá este informe con el Grupo de Coordinación del Gas previsto en el artículo 4 del Reglamento (UE) 2017/1938, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2017.



ANEXO: Niveles de criticidad y tiempo de preaviso

Para cada consumidor, el GTS determinará el tiempo de preaviso mínimo para interrumpir el suministro. Para los niveles de criticidad 1 a 4 que se expondrán, se establece un tiempo de preaviso mínimo de 12 horas. Para el nivel 0, la interrupción tendrá una obligación de preaviso mínimo de 2 horas de antelación.

En los casos extremos en los que el preaviso mínimo debiera realizarse en un plazo superior al transcurrido desde la fecha de declaración de la situación de crisis, de modo que no fuese factible su ejecución práctica, se deberá permitir a las instalaciones incluidas en esta categoría el uso de un volumen gas técnico (en el proceso de certificación descrito más adelante se debe determinar el gas diario mínimo que necesita el proceso y que será informado al distribuidor al que está conectado el consumidor) mientras persiste la situación de crisis. El distribuidor evaluará el tiempo que puede mantener el suministro, en función del volumen de gas técnico disponible y los condicionantes derivados del mantenimiento de los niveles de presión en la red de gasoductos. En estos casos el tiempo de preaviso será de 12 horas más una Reducción Gradual Garantizada.

El nivel de criticidad vendrá determinado por la aplicación de los criterios establecidos por la UE en la comunicación de la Comisión Europea “Ahorrar gas para un invierno seguro” de 20 de julio 2022, para los distintos sectores industriales y económicos consumidores de gas natural, definidos por la clasificación nacional de actividades económicas, CNAE 2009. Estos criterios son:

- Criticidad social: las industrias consideradas críticas o estratégicas desde el punto de vista de la sociedad, en caso de que una perturbación tuviera efectos negativos en las cadenas de suministro con repercusiones para la salud, la protección y el medio ambiente, la seguridad, la defensa y otros sectores esenciales, como la alimentación y las refinerías.
- Efecto en cadenas de suministro: Impacto que la reducción de la actividad económica en un sector tiene en toda la cadena de valor nacional y de la UE.
- Posibles daños a las instalaciones: el impacto duradero que podría tener una desconexión, por ejemplo, en cuanto a posibles daños a las herramientas industriales, así como el tiempo potencialmente necesario y los costes en que se incurriría para reparar la maquinaria.
- Posibilidad de sustitución y reducción: industrias que pueden aplazar la producción o desconectarse, por ejemplo, durante las horas punta, y aquellas que necesitan un flujo continuo de gas natural para sus operaciones.
- Consideraciones económicas.

Se definen los siguientes niveles de criticidad:



Nivel de criticidad (de menor a mayor grado de protección de consumo)	
Nivel 0	Cualquier CNAE cuya interrupción del suministro de gas no implica reducción o parada de procesos esenciales de su actividad industrial
Nivel 1	Todas las CNAE del Grupo B y del Grupo F, así como las CNAE del Grupo C no incluidas en los niveles sucesivos
Nivel 2	CNAE Grupo C: 106, 1072, 1073, 1081, 1082, 1083, 1084, 1310, 1320, 1330, 191, 2312, 24
Nivel 3	CNAE Grupo C: 101, 102, 103, 104, 105, 1086, 1091, 110711, 1624, 1721, 1722, 192, 20, 21, 2311, 2313, 2314, 231923, 2351, 2399, 2561, 2592, 3250.
Nivel 4	CNAE Grupo A, Grupo E, Grupo G, Grupo H, Grupo I, Grupo J, Grupo K, Grupo L, Grupo M, Grupo N, Grupo O, Grupo P, Grupo Q, Grupo R, Grupo S, Grupo T, Grupo U.

El Grupo D, al ser el sector encargado del suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado no se verá afectado por esta norma y se atenderá a lo dispuesto, en caso de emergencia, por el Gobierno.

Los grupos CNAE considerados son:

- Grupo A Agricultura, ganadería, silvicultura y pesca
- Grupo B Industrias extractivas
- Grupo C Industria manufacturera
- Grupo D Suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado
- Grupo E Suministro de agua, actividades de saneamiento, gestión de residuos y descontaminación
- Grupo F Construcción
- Grupo G Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos de motor y motocicletas
- Grupo H Transporte y almacenamiento
- Grupo I Hostelería



Grupo J	Información y comunicaciones
Grupo K	Actividades financieras y de seguros
Grupo L	Actividades inmobiliarias
Grupo M	Actividades profesionales, científicas y técnicas
Grupo N	Actividades administrativas y servicios auxiliares
Grupo O	Administración Pública y defensa; Seguridad Social obligatoria
Grupo P	Educación
Grupo Q	Actividades sanitarias y de servicios sociales
Grupo R	Actividades artísticas, recreativas y de entretenimiento
Grupo S	Otros servicios
Grupo T	Actividades de los hogares como empleadores de personal doméstico; actividades de los hogares como productores de bienes y servicios para uso propio
Grupo U	Actividades de organizaciones y organismos extraterritoriales



7 Capítulo 7 «Plan de Mantenimiento»

7.1 Objeto.

El objeto de este capítulo es establecer las medidas generales de coordinación y comunicación que deberán adoptar los operadores de las instalaciones, distribuidores, transportistas y el GTS en relación a los mantenimientos a realizar en las instalaciones.

7.2 Mantenimientos e intervenciones.

El mantenimiento incluye todas aquellas actividades de inspección, control, intervención y/o reparación, destinadas a mantener las instalaciones del sistema gasista en condiciones de seguridad y funcionamiento óptimas. El mantenimiento puede ser preventivo o correctivo, pudiendo ser éste último planificado o no planificado. Las emergencias pueden dar lugar a un mantenimiento correctivo no planificado. Salvo imposibilidad técnica manifiesta, toda planificación de mantenimiento se realizará teniendo en cuenta el requisito de mantener la continuidad del servicio y garantizar el uso de los servicios contratados.

Los distribuidores y los transportistas deberán mantener el suministro de forma permanente a los consumidores conectados a su red, si bien para efectuar tareas de mantenimiento, reparación, sustitución o ampliación de las instalaciones podrán realizar cortes temporales de suministro de acuerdo con lo establecido en la legislación vigente.

Al objeto de valorar y reducir, si procede, las consecuencias de los trabajos planificados, los sujetos involucrados podrán acordar la forma más conveniente de actuar, cuando sea posible, desde el punto de vista técnico, operativo y de seguridad.

En caso de concurrencia de intervenciones de varios sujetos que puedan afectar a la red básica o de transporte secundario, o falta de consenso en los planes de mantenimiento, el GTS propondrá la mejor solución posible comunicándola a todos los sujetos implicados y a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la CNMC.

La comunicación o información a los sujetos afectados a la que se refieren los puntos posteriores podrá realizarse mediante cualquier medio o canal accesible para los mismos.

7.3 Planificación de mantenimiento.

Los operadores de las instalaciones de transporte y distribución dispondrán de sus correspondientes planes de mantenimiento. Dichos operadores deberán solicitar a los operadores de instalaciones que inyecten gas a la red con los que están interconectados, sus planes de mantenimiento con objeto de integrar toda la información del gas inyectado. Este plan recogerá un año de gas.

7.4 Repercusiones del plan de mantenimiento.

El plan de mantenimiento puede tener como repercusiones principales:

- Cortes de suministro planificados en la red básica y de transporte secundario.
- Restricciones en puntos de entrada al sistema gasista.
- Restricciones en puntos de salida del sistema gasista.
- Restricciones de caudales: condiciones específicas de presión y caudal.



- Restricciones de capacidad en el sistema gasista.

En el caso de operaciones especiales que requieran determinadas condiciones de flujo, se pedirá la colaboración de los usuarios, transportistas o distribuidores, para la consecución de dichas condiciones de presión y caudal con el fin de minimizar el tiempo de modificación o corte de suministro.

Para el caso de mantenimientos correctivos (contingencias), el operador de la instalación comunicará de inmediato la incidencia, pudiéndose dar los siguientes casos:

1. El mantenimiento correctivo afecta a capacidades requeridas por los usuarios, sin suponer un riesgo para la garantía de suministro. En estos casos el reparto de la capacidad se realizará conforme a lo establecido en la Resolución de la CNMC por la que se establece la normativa de gestión técnica del sistema sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos.
2. El mantenimiento correctivo supone un riesgo para la garantía del suministro: En este caso se actuará según lo indicado en el apartado 4.2 del capítulo 4, en el apartado 5.6 del capítulo 5 o bien se seguirán las prioridades de suministro establecidas en el apartado 6.8.1 del capítulo 6.

7.5 Información proporcionada sobre el plan de mantenimiento al resto de los sujetos.

Los transportistas y distribuidores elaborarán antes del 15 de julio, la programación de las actividades que requieran o puedan ocasionar restricciones operativas en sus instalaciones para el año de gas siguiente. En ella se recogerá, al menos:

- Tipo de intervención o mantenimiento.
- Instalación.
- Consumidores y otros sujetos afectados.
- Fecha propuesta y duración estimada.
- Repercusiones sobre la operación y el suministro.

Antes del 15 de agosto los transportistas enviarán sus planes de mantenimiento al GTS.

Antes del 1 de septiembre el GTS confirmará la viabilidad de los planes de mantenimiento presentados por los transportistas o, en su caso, presentará las modificaciones necesarias para que sean incorporadas en los planes de mantenimiento presentados.

Antes del 15 de septiembre los transportistas y distribuidores comunicarán a los sujetos afectados las operaciones de mantenimiento propuestas a lo largo del siguiente ejercicio.

En todo caso, dos semanas antes de la realización de cada mantenimiento o intervención, los transportistas y distribuidores volverán a informar a los sujetos afectados.

7.6 Modificaciones del plan de mantenimiento.

Cualquier modificación sobre el plan de mantenimiento, considerándose como tal también la inclusión de nuevos trabajos, será comunicada lo antes posible a los sujetos implicados.



Si el plan de mantenimiento se modificase, por causa justificada, dentro de los 30 días anteriores a la fecha planificada, los sujetos afectados podrán presentar sus fechas alternativas que, en todo caso, deberán ser consensuadas entre las partes.



8 Capítulo 8 «Mecanismos de comunicación»

8.1 Objetivo.

El objetivo de este capítulo es detallar los mecanismos de comunicación relativos a los procedimientos de medición, calidad de gas y seguridad de suministro, en los que sea imprescindible el intercambio de información entre agentes para su correcto desarrollo.

El primer proceso es el de implementar un mecanismo de comunicación para el intercambio de señales operativas entre los titulares de las instalaciones del sistema gasista, y entre éstos y el GTS para la supervisión y gestión de la red de transporte.

El siguiente conjunto de procesos para los que se hace imprescindible el intercambio de información entre agentes, motiva la creación del Sistema Logístico de Acceso de Terceros a las Redes (SL-ATR) y de un Sistema de Comunicación Transporte-Distribución. Este conjunto de procesos abarca el ciclo completo del gas: garantías; solicitud de capacidad; contratación; programación/nominación; cantidades transaccionadas mediante operaciones bilaterales y plataformas de negociación e intermediación; emisiones; repartos; balances y liquidaciones.

8.2 Requisitos generales de los procedimientos de comunicación.

Los procedimientos de comunicación establecerán como mínimo:

- El intercambio de información relativo al flujo del gas.
- Comunicación de los planes de inspección, reparación, verificación y mantenimiento entre los sujetos que interactúen dentro del mismo punto o aquellos de distribución que afecten a los operadores a los que estén conectados aguas arriba.
- Comunicación de actuaciones de mutua colaboración que eviten posibles indisponibilidades al sistema gasista.
- Comunicación de balances, existencias operativas y mínimas de seguridad de los sujetos involucrados.
- Comunicación del GTS a los operadores para asegurar la correcta explotación del sistema gasista.
- Comunicación de transacciones de gas y sujetos autorizados.
- Comunicaciones de capacidad.
- Comunicaciones de los mantenimientos de los sistemas informáticos de los agentes y el GTS que afecten a los procesos de negocio.

Siempre que sea posible, las comunicaciones entre los diferentes usuarios del sistema gasista se gestionarán a través del SL-ATR.

8.3 Mecanismos de comunicación para el intercambio de señales operativas entre los titulares de las instalaciones del sistema gasista, y entre estos y el GTS.

A continuación, se establecen los protocolos de comunicación, tanto para el envío y recepción de las señales entre los centros de control de los operadores de las instalaciones, así como entre éstos y el GTS.



8.3.1 Puntos del sistema en los que deben facilitarse señales básicas de operación (SBO).

En los PCI, PCAS, PCPR, PCY, PCTG, PCTT, PCLD PCTD, PCDD y PCDG los responsables de la medida pondrán a disposición del titular de las instalaciones gasistas a las que se conecten los equipos de medición, las señales básicas de operación (SBO) que se detallan en este apartado.

A efectos de dar traslado de la medida al GTS, será responsable de la medida el titular de esa instalación gasista.

Adicionalmente y para realizar sus funciones de supervisión y gestión, los titulares de las instalaciones gasistas pondrán a disposición del GTS las señales que se determinan en este apartado.

8.3.1.1 Criterios para determinar si en un punto del sistema deben facilitarse SBO.

(a) Entre titulares de instalaciones interconectadas:

Los titulares de las instalaciones gasistas que sean responsables de la medida, o que reciban de otro agente las SBO, deberán poner a disposición de los otros titulares de las instalaciones gasistas interconectadas a sus redes, las SBO en los puntos indicados en el apartado anterior que sean de aplicación.

No obstante, quedan exentos de facilitar las SBO en aquellos puntos PCDD que reúnan las siguientes características:

1. No dispongan de telemedida actualmente.
2. No dispongan de las infraestructuras necesarias para el envío de información al centro de control de la empresa distribuidora (alimentación eléctrica, cobertura GPRS, GSM o similar).

(b) Entre titulares de instalaciones y el GTS:

Los titulares de las instalaciones gasistas que sean responsables de la medida, o que reciban de otro agente las SBO cuando dicho agente no sea operador de instalaciones gasistas, deberán poner a disposición del GTS las SBO en todos los puntos indicados en el apartado 8.2.1, salvo en los PCDD.

En el caso de gasoductos que no pertenezcan a la red troncal del sistema de transporte y que dispongan de señales en el PCTT a la entrada del mismo, resultará suficiente el valor de la presión de entrega en el PCTD más alejado de dicha entrada.

8.3.2 Responsabilidad de los titulares de las instalaciones.

8.3.2.1 Respecto a la propia generación de las SBO en campo:

La responsabilidad de la entrega de las SBO será del responsable de la medida donde se generen las señales.

8.3.2.2 Respecto a la transmisión de las SBO entre centros de control:

La responsabilidad de la transmisión de la información será del centro de control emisor de la misma, a excepción de la línea de comunicación que será responsabilidad del centro de control que la haya contratado.



8.3.3 Sistemas de comunicación entre los centros de control de los titulares de instalaciones y entre éstos y el GTS.

El protocolo de comunicación para el intercambio de información entre los centros de control de los titulares de las instalaciones y entre éstos y el GTS será el ICCP (IEC-60870-6-503. TASE 2). Los bloques a implementar de este protocolo serán los denominados 1, 2, 3 y 9.

De acuerdo con el protocolo ICCP mencionado, se podrá admitir el intercambio de información por el mecanismo de excepción, establecido en el apartado 1.4 del mismo.

La periodicidad de intercambio de información será como máximo igual que la frecuencia de recepción de la información de las señales en el centro de control emisor.

Aquellos sistemas de adquisición de datos que estuvieran operando con anterioridad a la entrada en vigor de esta orden podrán seguir siendo utilizados, de forma que la migración de los actuales protocolos de comunicación utilizados hacia el ICCP se realizará a medida que los operadores sustituyan sus actuales sistemas de adquisición de datos. Mientras tanto, se mantendrá la operativa existente y los acuerdos entre los operadores interconectados.

8.3.4 Requisitos de los centros de control de los titulares de las instalaciones.

Los centros de control de los operadores de las instalaciones deben cumplir los siguientes requisitos:

1. Estarán conectados entre ellos y con el GTS a través de líneas dedicadas punto a punto y/o cualquier otra tecnología de comunicación que garantice la redundancia de la transmisión de la información y su cifrado extremo a extremo, evitándose siempre canales públicos sin encriptación, tales como VPN («Virtual Private Network»). El ancho de banda será siempre el mínimo que garantice un intercambio de información fluido y en tiempo real, siendo el ICCP el protocolo válido de comunicación para transmitir la información entre SCADAs. Se podrán seguir utilizando otros protocolos de comunicación que estuvieran operando con anterioridad a la entrada en vigor de esta orden, siempre que haya un acuerdo entre las partes. En caso de optarse por una comunicación punto a punto privada, se utilizarán siempre puntos neutros para intercambiar la información.

2. Estarán dotados de la infraestructura técnica y los recursos humanos necesarios para garantizar el funcionamiento veinticuatro horas al día todos los días del año y disponer de información de las instalaciones bajo su control, enviando esta información a los centros de control interconectados y al GTS. Cada centro será responsable de la seguridad y dispondrá de las medidas necesarias para garantizar la no intrusión, privacidad y fiabilidad en las comunicaciones.

3. Dispondrán de un sistema SCADA en funcionamiento veinticuatro horas al día todos los días de la semana que cubra el fallo simple de un equipo o función, de manera que su disponibilidad anual sea la estándar de este tipo de sistemas de misión crítica.

8.3.5 Procedimiento de interconexión entre centros de control.

El procedimiento a seguir para la conexión entre los centros de control es el siguiente:

1. El centro de control receptor (cliente) procederá a solicitar la conexión al centro de control emisor (servidor). Será siempre maestro de ICCP aquel centro que más datos aporte.



2. Se procederá por ambos centros, a comprobar el cumplimiento de los requisitos técnicos previamente especificados para el intercambio de información con ICCP.
3. Se establecerá un protocolo inicial de pruebas de conexión en ambos sentidos. Los errores detectados en las pruebas deberán ser corregidos antes de repetir las mismas.
4. Una vez comprobado el correcto funcionamiento de la comunicación y del protocolo ICCP, se realizarán pruebas operativas.
5. Si la operativa es correcta, el centro de control receptor (cliente) dará por habilitada la conexión mediante una comunicación por escrito al centro de control emisor (servidor).

Los centros de control harán todo lo posible para que las conexiones estén habilitadas en el plazo máximo de un mes a partir de la fecha de solicitud de conexión, siempre y cuando éstos dispongan de un SCADA que admita el Protocolo ICCP. Aquellos sistemas de adquisición de datos que estuvieran operando con anterioridad a la entrada en vigor de esta orden podrán seguir siendo utilizados, manteniéndose la operativa existente y los acuerdos entre los operadores interconectados

8.3.6 Señales básicas de operación.

Las señales básicas a intercambiar entre los titulares de las instalaciones interconectadas, así como entre éstos y el GTS, son las siguientes:

1. De los equipos de medida instalados en las interconexiones:
 - Presión de entrega (bar o barA).
 - Caudal volumétrico y/o volumen totalizado (m³/h o m³, ambos en condiciones de referencia) para cada sentido de flujo, en base horaria.
 - Volumen diario acumulado (m³ en condiciones de referencia) para cada sentido de flujo.
 - Sentido de flujo.
2. De los equipos de análisis de gas instalados en redes de transporte:
 - Variables de calidad de gas (PCS, densidad relativa, N₂, H₂, y CO₂).
 - Contenido de odorizante (mg/m³ de THT en condiciones de referencia).

Y aquellas otras que se acuerden entre las partes.

8.3.7 Indisponibilidad de señales.

Los responsables de la generación y/o transmisión de las señales colaborarán con el objetivo de que la disponibilidad de las mismas sea máxima.

Los responsables mencionados deberán disponer de los recursos humanos y materiales necesarios para subsanar el 95 % de los fallos de las señales telemedidas en un plazo inferior a las 72 horas, salvo en el caso de que haya línea de reserva.

En el caso de que haya una indisponibilidad de señales en el centro de control receptor durante 2 días naturales, sin que puedan realizarse medidas correctoras por parte del centro de control emisor, este último enviará una vez al día los datos disponibles.



8.4 Mecanismos de comunicación de soporte a la gestión del ciclo completo del gas.

Con el objetivo de disponer de una herramienta de comunicación fluida y en tiempo real entre los distintos sujetos del sistema gasista, que sirva de soporte a la gestión del ciclo completo de gas, el GTS pondrá a disposición de los usuarios el sistema de información SL-ATR (Sistema Logístico de Acceso de Terceros a las Redes).

El GTS mantendrá actualizado y operativo dicho sistema, que será fácilmente accesible, garantizando la veracidad y actualidad de la información suministrada, su seguridad y confidencialidad, así como el respeto a los principios de transparencia, objetividad y no discriminación.

Los distribuidores dispondrán de un sistema informatizado que soporte la gestión de sus interrelaciones con comercializadores y con el GTS, respetando los principios de transparencia, objetividad, no discriminación y confidencialidad, y los recogidos en la Resolución de la CNMC por la que se establece la normativa de gestión técnica del sistema sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos, y en el Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, y normativa que lo desarrolle.

El sistema informatizado de los distribuidores será accesible para los comercializadores y para el GTS en base a procedimientos y formatos establecidos que permitan un tratamiento automatizado de la información.

Todos los sujetos del sistema gasista deberán disponer de los medios técnicos necesarios y homologados utilizando en cada momento las tecnologías más adecuadas para realizar las comunicaciones electrónicas y el acceso a los sistemas informáticos anteriores, así como para cumplir cualquier otra obligación que requiera su participación en el sistema gasista. Cualquier modificación en los sistemas de comunicación de información se comunicará a los afectados con la suficiente antelación para que estos puedan realizar las oportunas modificaciones en sus sistemas de información.

Para el acceso a los sistemas anteriores será necesaria la implementación de sistemas para la autenticación de los usuarios.

El GTS, tras consultar con comercializadores, transportistas y distribuidores, definirá en cada momento el mecanismo idóneo para esta autenticación en el SL-ATR, comunicándolo con un plazo de tiempo suficiente que permita a los afectados la adaptación de sus sistemas.

El SL-ATR y el sistema informatizado de los distribuidores presentarán la información con el nivel de agregación establecido para cada perfil de acceso.

El SL-ATR también dispondrá de una capacidad potente y versátil de acceso a la información que permita diseñar y emitir informes, manteniendo siempre el grado adecuado de seguridad y confidencialidad.

El sistema informatizado de los distribuidores empleará un sistema normalizado de codificación de infraestructuras, que será coincidente con el del SL-ATR y consensuado por los agentes.

8.5 Revisiones y reclamaciones.



Con el objetivo de gestionar de manera ágil y eficaz las posibles revisiones y reclamaciones, de transportistas, distribuidores, usuarios y GTS, en relación a los procesos soportados en el SL-ATR y recogidos en estas NGTS, el GTS pondrá a disposición de los agentes anteriormente mencionados y a través del SL-ATR un módulo de revisiones y reclamaciones.

En este módulo se informará de las revisiones realizadas, se efectuarán las reclamaciones, se registrarán las mismas y se realizará un seguimiento adecuado. Permitirá consultar toda la información asociada a cada revisión/reclamación y contará con mecanismos de seguimiento y control de las reclamaciones de forma que se puedan realizar informes periódicos relativos a esta actividad y permitir la trazabilidad de cada una de las reclamaciones. Al realizar una revisión/ reclamación el módulo informará de manera automática a todos los sujetos afectados y al GTS.

8.5.1 Estado de las reclamaciones.

- Reclamación registrada: Estado inicial de una reclamación. La reclamación se mantendrá en este estado hasta que el responsable se haga cargo de la misma.
- Reclamación en proceso: El responsable de la reclamación inicia el proceso de la misma.
- Reclamación pendiente de información: El reclamado o el reclamante ha solicitado más información. La reclamación se mantendrá en este estado hasta que se proporcione esa información.
- Reclamación aceptada y cerrada: El responsable acepta la tramitación de una solicitud de reclamación. Este estado supone el cierre de la reclamación.
- Rechazada: El responsable rechaza la tramitación de una solicitud de reclamación indicando el motivo de dicho rechazo. Este estado supone el cierre de la reclamación.

Con cada estado de la reclamación se indicará la fecha y hora en la que se inició ese estado.

8.5.2 Plazo de reclamaciones.

Las reclamaciones realizadas dentro de los plazos establecidos en cada uno de los procesos y que no sean contestadas antes de la hora límite fijada en cada uno de los procesos, aparecerán como “reclamación expirada por el sistema”. Dicha reclamación podrá, no obstante, ser contestada por el sujeto responsable posteriormente a que expire, siendo procesada por el sistema dicha respuesta.

Las reclamaciones realizadas fuera de los plazos establecidos en cada uno de los procesos aparecerán como “reclamación fuera de plazo”. Dicha reclamación podrá, no obstante, ser contestada por el sujeto responsable, siendo procesada por el sistema dicha respuesta.

8.5.3 Reasignación de reclamaciones.

En el caso de que un sujeto considere que no es responsable de una reclamación asignada a él, deberá reasignar dicha reclamación al sujeto que considere responsable.

En este caso, se modificará el estado de la reclamación a “Registrada” y se notificará dicha reasignación a los agentes afectados.

8.5.4 Rechazo de reclamaciones.



El sujeto que ha recibido la reclamación podrá rechazar la misma indicando el motivo de dicho rechazo.

En este caso, se modificará el estado de la reclamación a “Rechazada”, se notificará a los agentes afectados dicho rechazo, y finalizará así el ciclo de reclamación.

El solicitante de la reclamación podrá informar de su no conformidad con el rechazo y reabrir la reclamación. No obstante, se establece un plazo máximo de 1 mes desde que se abre la reclamación para poder reabrir, si bien puede haber reclamaciones que no habiendo transcurrido este plazo se cierren automáticamente por los plazos legales asociados al propio proceso.

8.5.5 Ampliación de reclamaciones.

Tanto el sujeto que ha recibido la reclamación como el propio reclamante podrán solicitar información adicional. Podrá indicar en las observaciones aquellos aspectos que considere relevantes para responder al reclamante. Es posible adjuntar nueva documentación.

8.5.6 Responsables de la tramitación y gestión de las revisiones/ reclamaciones.

De cara a la correcta tramitación y gestión de las revisiones y reclamaciones definidas en este apartado, el SL-ATR dispondrá de la relación entre el modelo de red vigente y el responsable encargado de atender la revisión / reclamación, según lo recogido en estas NGTS así como en la Resolución, de 10 de noviembre de 2022, de la CNMC, por la que se establece la normativa de gestión técnica del sistema sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos.

8.5.7 Revisiones y reclamaciones a las emisiones.

Se podrán enviar revisiones y/o reclamaciones para todos los horizontes temporales definidos en la Resolución, de 10 de noviembre de 2022, de la CNMC, por la que se establece la normativa de gestión técnica del sistema sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos.

Los transportistas, distribuidores, y GTS podrán efectuar una reclamación a las emisiones publicados en el SL-ATR en el caso de que detecten un error en las mismas.

8.5.7.1 Proceso de revisión.

El proceso de revisión consiste en la modificación del dato de emisión previamente enviado por el responsable correspondiente.

El responsable de la revisión registrará en el SL-ATR la información detallada en el apartado 8.5.7.2. En función del punto de emisión revisado, el SL-ATR identificará a los operadores interconectados en dicho punto y les notificará automáticamente vía correo electrónico que se ha efectuado una revisión, detallando las causas y variaciones respecto a los datos previamente enviados.

Adicionalmente, el SL-ATR enviará copia de la notificación de la revisión al GTS.

La revisión de la emisión indicará al menos la siguiente información:

- Código de registro: codificación automática.
- Solicitante: codificación automática.



- Punto de conexión: según Modelo de Red vigente, aquellos asociados al solicitante.
- Tipo de revisión: emisión.
- Detalle de la revisión: diario provisional / diario final provisional / diario final definitivo.
- Día de gas: al que haga referencia la revisión. En el caso de diarios finales provisionales o definitivos, se podrá indicar un rango de fechas (máximo un mes natural).
- Destinatarios: En función del punto de emisión revisado, se identificará automáticamente a los operadores interconectados. Adicionalmente se notificará al GTS.
- Información adicional: el responsable de la revisión podrá adjuntar aquella información complementaria que estime oportuna.
- Observaciones: el responsable de la revisión informará de aquellos aspectos relevantes que contribuyan a explicar la misma.

8.5.7.2 Proceso de reclamaciones.

El proceso de reclamación consiste en el envío por parte del sujeto afectado de la no conformidad con el dato de emisión previamente enviado por el responsable correspondiente.

El responsable de la reclamación registrará en el SL-ATR la información detallada en el apartado 8.5.7.4. En función del punto de emisión reclamado, el SL-ATR identificará a los sujetos responsables del envío de las medidas de los puntos afectados y les notificará automáticamente, mediante correo electrónico, que se ha efectuado una reclamación en dicho punto, indicando los motivos que el reclamante ha señalado.

Adicionalmente, el SL-ATR enviará copia de la notificación de la reclamación al GTS.

La reclamación de la emisión indicará al menos, la siguiente información:

- Código de registro: codificación automática.
- Solicitante: codificación automática.
- Tipo de reclamación: emisión.
- Detalle de la reclamación: diario provisional / final provisional / final definitivo.
- Punto de conexión: según Modelo de Red vigente.
- Día de gas: día de gas al que hace referencia la reclamación. En el caso de diarios finales provisionales o definitivos, posibilidad de indicar un rango de fechas (máximo un mes natural).
- Responsable/puntos afectados:
 - Reclamación por punto de conexión: reclamación indirecta según el tipo de punto de conexión (PCI, PCAS, PCPR, PCY, PCTG, PCTT, PCLD, PCTD, PCDD, PCDG, PCDB, PCCC y Punto de suministro).
 - Reclamación por responsable: se le asigna directamente la reclamación al sujeto responsable de enviar la medida en el sistema o al GTS.



- Motivo: Cada motivo de reclamación se codificará de forma unívoca en el SL-ATR, del siguiente modo:

E.1: sin dato.

E.2: dato erróneo.

E.3: otros.

- Valor esperado: el solicitante que realiza la reclamación informará del valor que, según sus estimaciones, espera obtener.

- Información adicional: el solicitante podrá adjuntar aquella información complementaria que estime oportuna para la resolución de la reclamación.

- Observaciones: el solicitante informará de aquellos aspectos relevantes que permitan gestionar más eficazmente la reclamación.

8.5.8 Revisiones y reclamaciones a la medida

Las revisiones y las reclamaciones sobre medidas, así como las notificaciones detalladas en este apartado se realizarán en los plazos establecidos en el capítulo 2 de estas NGTS.

Las reclamaciones recibidas fuera de plazo no originarán una modificación de la información afectada, pero serán tenidas en cuenta en aras de mejorar la calidad del proceso en días posteriores y para los siguientes horizontes de envío y revisión.

8.5.9 Reclamaciones a la calidad de gas

Los usuarios podrán efectuar reclamaciones a los datos de calidad de gas de cada red de distribución y cada día, que se publiquen en el SL-ATR, en el caso de que se detecten discrepancias con respecto a los valores esperados en los mismos, siempre y cuando el motivo de la reclamación se haya ocasionado en el propio SL-ATR y no en otra plataforma adicional que posea su propio procedimiento de reclamaciones.

8.5.9.1 Proceso de reclamación.

El proceso de reclamación consiste en la solicitud de revisión de cualquiera de los parámetros asociados a la calidad de gas reflejada en el SL-ATR en alguna de las redes de distribución.

El solicitante de la reclamación registrará en el SL-ATR, al menos, la información detallada en el apartado 8.4.7.2. El SL-ATR identificará al GTS como responsable de la reclamación y le enviará automáticamente, por correo electrónico, la información remitida por el solicitante de la reclamación.

El GTS dará respuesta a la misma, a través del módulo del SL-ATR, indicando si la reclamación supone una modificación del dato reclamado o no. Asimismo, el SL-ATR identificará automáticamente a los agentes a los que la reclamación pudiese afectar. A ellos les reenviará notificación de la reclamación por correo electrónico, respetando los principios de transparencia, objetividad, no discriminación y confidencialidad, tanto en el momento del alta de la reclamación, como cuando el GTS dé respuesta a la misma.

La reclamación de los datos de la calidad de gas en algún punto indicará, al menos, la siguiente información:



- **Código de registro:** codificación automática
- **Solicitante:** codificación automática
- **Tipo de reclamación:** calidad de gas
- **Punto de conexión:** según Modelo de Red vigente
- **Día de gas:** día de gas al que haga referencia la reclamación
- **Responsable:** codificación automática
- **Motivo:** cada motivo de reclamación se codificará de forma unívoca en el SL-ATR, del siguiente modo:

C.1: dato no disponible

C.2: dato diferente al esperado

C.3: Otros

- **Valor esperado:** el solicitante que realiza la reclamación informará del valor esperado del dato reclamado.
- **Información adicional:** el solicitante podrá adjuntar aquella información complementaria que estime oportuno para la resolución de la reclamación.
- **Observaciones:** el solicitante informará de aquellos aspectos relevantes que permitan gestionar más eficazmente la reclamación.

No existe un plazo de revisión/reclamación sobre los datos diarios de calidad de gas ya que no existe información final provisional ni final definitiva que permita corregir los errores detectados con posterioridad a su envío.

Las reclamaciones recibidas se analizarán y, en caso de considerarse procedente, originarán la modificación de la información reclamada durante los periodos afectados.

8.6 Publicación de información.

Todos los agentes del sistema pondrán a disposición del sector (en el SL-ATR y en el Sistema informatizado de los distribuidores) y de los agentes externos (mediante publicación en sus páginas web) toda la información requerida en la normativa vigente.

El GTS publicará en su página web, previa aprobación por la CNMC, todas las obligaciones de publicación de información recogidas en la normativa vigente, incluyendo:

- El contenido de la información a publicar.
- Nivel de agregación.
- El responsable de la publicación.
- Periodicidad (diaria, semanal, mensual...).
- El medio (SL-ATR, Sistema informatizado de los distribuidores, página web pública).
- La legislación que establece la obligación y la tipificación de la infracción por incumplimiento y régimen sancionador aplicable.



Además, el GTS publicará en su página web una guía de buenas prácticas con objeto de recoger una serie de compromisos, orientados a garantizar unos estándares de transparencia, coherencia, fiabilidad, usabilidad y accesibilidad de la información, en relación a la publicación y la divulgación de la misma por parte del GTS a través de los distintos canales destinados para ello

En el plazo máximo de diez días desde la entrada en vigor de la norma que modifique las obligaciones de publicación, el GTS remitirá a la CNMC para su aprobación, la propuesta de actualización que proceda. Una vez aprobada la propuesta por el organismo regulador, la actualización se llevará a cabo por el GTS en el plazo de cinco días, en los términos que haya establecido el organismo regulador.



9 Capítulo 9 «Predicción de la Demanda»

9.1 Clasificación de la demanda de gas.

9.1.1 Clasificación de la demanda en función del tipo de consumidores.

La demanda del sistema gasista, desde el punto de vista de tipo de consumidores, se puede clasificar en:

- Demanda total del sistema gasista: Es la suma de las demandas convencional y eléctrica definidas en la Resolución, de 10 de noviembre de 2022, de la CNMC, por la que se establece la normativa de gestión técnica del sistema sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos.
- Demanda de ramal de transporte: Incluye la demanda total de las salidas de la red de transporte de un ramal no mallado.
- Demanda de red de transporte secundario: Está incluida la demanda total de las salidas de una red de transporte secundario que está alimentada desde los puntos de entrega de la red básica de gasoductos.
- Demanda de red de distribución: Incluye la demanda total del sistema en las salidas de una red de distribución que está alimentado desde los puntos de entrega de transporte.
- Demanda de cisternas de GNL: Incluye la demanda suministrada desde camiones cisternas de GNL que cargan en las plantas de GNL.

Además, existen otras salidas del sistema, como las conexiones internacionales o las conexiones con almacenamientos subterráneos y yacimientos.

9.1.2 Clasificación de la demanda en período invernal.

En el período invernal, se utilizará la clasificación de la demanda aplicable a días laborables que permita identificar el nivel de demanda diaria total media del sistema (convencional + sector eléctrico + transporte) en los diferentes períodos del invierno.

En la predicción de la demanda invernal deberán especificarse los diferentes niveles de demanda diaria del invierno para los días laborables, así como el criterio de factor de utilización para las centrales térmicas de ciclo combinado (CTCC) y el nivel máximo para la demanda diaria total del mercado convencional prevista, ante una ola de frío extremo que permita definir la demanda punta invernal añadiendo el consumo del sector eléctrico.

9.2 Objeto de la Predicción de la Demanda.

La predicción de la demanda es una estimación del consumo de gas en el Sistema Gasista, referido a un período de tiempo que puede ser anual, mensual, semanal, diario e incluso horario. Los usuarios se basarán en su predicción de la demanda para la elaboración de programaciones, para la solicitud de una reserva de capacidad, así como en la confección de sus nominaciones. Los operadores utilizarán sus propias predicciones de demanda como instrumento para la realización del plan de operación y en general para la gestión de sus sistemas. Para poder analizar en todo momento el comportamiento del Sistema, el GTS realizará, en coordinación con todos los sujetos involucrados, el seguimiento de la demanda del Sistema en su conjunto, con los alcances mencionados. Cada sujeto del Sistema Gasista



será responsable de realizar su propia predicción de la demanda. El GTS podrá solicitar a las comercializadoras sus mejores predicciones de consumo con objeto de mejorar sus predicciones, tratando la información de manera confidencial.

9.3 Sistemas de predicción de la demanda.

9.3.1 Predicción para horizonte estratégico a medio/ largo plazo.

Se utilizarán instrumentos de predicción obtenidos por extrapolación de modelos a corto plazo y, teniendo en cuenta, cuando proceda, los factores siguientes:

- Índices de crecimiento demográfico por zonas de consumo.
- Previsiones de precios para el gas y otras formas alternativas de energía.
- Desarrollo de infraestructuras aprobadas.
- Parámetros políticos.
- Parámetros macroeconómicos.

9.3.2 Predicción para la operación a corto plazo.

9.3.2.1 Horizonte anual.

Se utilizarán herramientas de predicción basadas en modelos matemáticos de reconocido prestigio teniendo en cuenta históricos de años anteriores que sean significativos y considerando el año programado como climatológicamente normal. Esta predicción estará desagregada a nivel mensual y con desglose diario. En el caso de que se detecten desviaciones sobre las predicciones realizadas a lo largo del año, ésta se volverá a actualizar con la información más reciente.

9.3.2.2 Horizonte mensual, semanal y diario.

Los operadores deberán disponer de un sistema de predicción soportado en un modelo matemático de reconocido prestigio, que tenga en cuenta los datos históricos de consumo de los últimos años, las temperaturas, el número de clientes y el nivel de equipamiento de éstos.

Los consumos inmediatos se deben determinar, a partir de estos datos y de la predicción meteorológica facilitada por organismos competentes.

Se obtendrá como resultado:

- Demanda base total.
- Demanda base zonal para las distintas áreas geográficas.

Cuando sea necesario se efectuará un proceso automático cada día que actualizará la última predicción diaria y horaria basada en modelos matemáticos de reconocida solvencia.

El GTS podrá solicitar a las comercializadoras sus previsiones de consumo agregadas, para los 12 meses siguientes al mes en curso, el día 15 de cada mes. Para los meses de M1 a M3 se podrá remitir información de detalle por consumidor relevante.

9.4 Datos históricos.



Los consumidores tendrán derecho a obtener de su suministrador sus datos históricos de consumo.

Los datos de consumo históricos son aquellos valores registrados, reales, obtenidos por medida diaria en puntos de suministro del Sistema Gasista. Se utilizarán asimismo datos provenientes de estimación en puntos que no dispongan de telemedida.



10 Capítulo 10 «Criterios de definición del grado de utilización de las instalaciones»

10.1 Objeto.

El objeto de este capítulo es establecer los criterios para determinar el grado de utilización de las ERM/EMs y los cargaderos de cisternas del sistema, así como el procedimiento para proponer actuaciones de adecuación técnica de las mismas en casos de saturación o infrautilización.

10.2 Estaciones de regulación y/o medida (ERM/EM).

10.2.1 Variables a considerar.

Para el análisis de la utilización de las instalaciones de regulación y/o media del sistema las variables a considerar son:

- Capacidad nominal de las ERM/EMs según la definición incluida en el capítulo VIII de la Propuesta de Resolución de la CNMC por la que se establece la Normativa de Gestión Técnica del Sistema sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos.
- Flujo de gas vehiculado en las ERM/EMs para el período de tiempo definido en los criterios de análisis.
- Presiones de entrega en las ERM/EMs para el período de tiempo definido en los criterios de análisis.

10.2.2 Capacidad de ERM/EM.

El cálculo de la capacidad se debe realizar de acuerdo con el capítulo VIII de la Propuesta de Resolución de la CNMC por la que se establece la Normativa de Gestión Técnica del Sistema sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos.

10.2.3 Saturación de ERM/EM.

10.2.3.1 Período de evaluación:

Con carácter general, el período durante el cual se ha de evaluar el estado de saturación de las ERM/EM corresponderá con el período invernal, considerando como tal el comprendido entre el día 1 de noviembre del año anterior y el 31 de marzo del año en curso, ambos inclusive, equivalente a 3.624 horas de muestreo (3.648 horas en año bisiesto).

En aquellos casos en los que las condiciones de saturación se puedan presentar en otro periodo se tendrá que estudiar ese período como de aplicación a efectos de los cálculos.

10.2.3.2 Tamos de caudales horarios para determinar el grado de saturación.

Los caudales horarios se clasifican como:



- Caudal máximo horario ($Q_{\text{máx}}$): valor máximo de los caudales medios horarios que han existido en la ERM/EM durante el período de evaluación, expresado en porcentaje sobre la capacidad nominal.
- Caudal durante 80 horas ($Q_{80 \text{ horas}}$): valor mínimo de los caudales medios horarios registrados durante las 80 horas de mayor consumo del período de evaluación, expresado en porcentaje de la capacidad nominal. (Las 80 horas corresponden a horas laborables de días laborables de una semana: 16 horas laborables/día*5 días/semana*1 semana = 80 horas).
- Caudal durante 160 horas ($Q_{160 \text{ horas}}$): valor mínimo de los caudales medios horarios registrados durante las 160 horas de mayor consumo del período de evaluación, expresado en % de la capacidad nominal. (Las 160 horas corresponden a horas laborables de días laborables de dos semanas: 16 horas laborables/día*5 días/semana*2 semanas = 160 horas).
- Caudal medio (Q_{medio}): media de los caudales medios horarios que han existido en la ERM/EM durante el período de evaluación.

10.2.3.3 Determinación del grado de saturación.

Se establecen los siguientes grados de saturación de ERM/EM:

- Grado 3 (G3-Alerta).
- Grado 2 (G2-Precaución).
- Grado 1 (G1-Vigilar).

Dichos grados de saturación de ERM/EM se definen de acuerdo a los caudales horarios calculados previamente, de modo que una ERM/EM se incluirá en alguno de los grados anteriores cuando se verifique que se cumplen las condiciones que se establecen en la siguiente tabla:

Grado de saturación	Condiciones		
	$Q_{\text{máx}} > \text{Capacidad nominal}$	$Q_{80 \text{ horas}} > 90\% \text{ Capacidad nominal}$	$Q_{160 \text{ horas}} > 85\% \text{ Capacidad nominal}$
G3 Alerta	√	√	√
	√	√	
G2 Precaución	√		√



		√	√
G1 Vigilar		√	
			√

10.2.3.4 Definición de las acciones/actuaciones a realizar.

Las acciones posibles a valorar serán:

- En caso de redes malladas: Adopción de medidas en las redes de la ERM/EM por parte de los responsables de la explotación de dicha red en caso de ser posible.
- Estudiar la posible modificación de la operación aguas abajo, si es posible por la estructura de la red.
- Adopción de acuerdos provisionales entre los responsables de explotación de la red aguas abajo y arriba del contador
- Retarado de presión de líneas
- Retimbrado de líneas.
- Retimbrado de líneas de gasoductos o secciones de los mismos por su titular.
- Sustitución de los contadores (según criterios definidos en Capítulo 2).
- Ampliación/sustitución de los reguladores.
- Ampliación con una línea adicional.
- Instalación de una nueva ERM/EM.
- Cualquier otra actuación o adecuación que se considere viable y esté recogida en el listado anterior

La instalación de una nueva ERM/EM tendrá en cuenta alguna de las siguientes posibilidades:

- Sustituir la ERM/EM antigua por otra en el mismo emplazamiento.
- Construcción de una nueva ERM/EM en un emplazamiento contiguo al antiguo.



- Construcción de una nueva ERM/EM que pueda ser punto alternativo de suministro a la red conectada.

* Se deberá comunicar al titular de la ERM/EM saturada las posibles acciones a realizar en el resto de puntos que alimentan a esa red con el objeto de eliminar la saturación de la ERM/EM en cuestión, así como los acuerdos alcanzados con terceros. Estas acciones serán recogidas en el informe de saturación.

10.2.4 Infrautilización de ERM/EM.

10.2.4.1 Período de evaluación.

Con carácter general, de cara a evaluar el funcionamiento por debajo del rango de medida del contador, se considerará el periodo horario comprendido entre el 1 abril del año anterior y el 31 de marzo del año en curso, ambos inclusive.

10.2.4.2 Tramos de caudales horarios para determinar el grado de infrautilización.

Los caudales horarios se clasifican como:

- Caudal medio (Q_{medio}): media de los caudales medios horarios que han existido en la ERM/EM durante el período de evaluación.
- Caudal máximo horario ($Q_{\text{máx}}$): valor máximo de los caudales medios horarios que han existido en la ERM/EM durante el período de evaluación.
- Caudal 830 horas de menor funcionamiento anual (Q_{830}): valor máximo de los caudales medios horarios registrados durante las 830 horas de menor consumo del período de evaluación. (Las 830 horas corresponden al 20% de las horas laborables contenidas en un año natural: $16 \text{ horas laborables/día} * 5 \text{ días/semana} * 52 \text{ semanas/año} * 0,2 = 830 \text{ horas}$).
- Caudal 1660 horas de menor funcionamiento anual (Q_{1660}): valor máximo de los caudales medios horarios registrados durante las 1660 horas de mayor consumo del período de evaluación. (Las 1660 horas corresponden 40% de las horas laborables contenidas en un año natural: $16 \text{ horas laborables/día} * 5 \text{ días/semana} * 52 \text{ semanas/año} * 0,4 = 1660 \text{ horas}$).
- Caudal mínimo contador: caudal a partir del cual el contador funciona dentro del error máximo permitido. Para cada horizonte temporal y para cada ERM se tendrá en cuenta (1) el contador de menor capacidad operativo en la ERM. (2) el contador de menor capacidad de la instalación.
- Caudal transición: El caudal de transición es el valor del caudal que se sitúa entre el caudal mínimo y el máximo y estará definido para cada contador, de acuerdo a su ficha técnica. Para cada horizonte temporal y para cada ERM se tendrá en cuenta (1) el contador de menor capacidad operativo en la ERM. (2) el contador de menor capacidad de la instalación



- Caudal 0: no se tendrán en cuenta de cara al cálculo de la infrautilización los caudales con valor 0 o nulo. El Transportista o distribuidor tendrá la opción de realizar un análisis en detalle para diferenciar entre los caudales nulos y aquellos no detectados por el contador, incluyendo en este último caso estos valores en el cálculo de mínimos.

De cara al análisis de infrautilización se excluirán del cálculo aquellas horas que estén por debajo del caudal de transición y que no formen parte de un periodo de al menos 72 horas consecutivas en esta situación. Además, en colaboración con el operador situado aguas abajo, se deberá realizar un análisis caso por caso para excluir del cálculo aquellas situaciones no representativas como las derivadas de paradas de mantenimiento/producción de consumidores situados aguas abajo, o cualquier otra situación extraordinaria que pudiera desvirtuar el análisis.

En el análisis horario se deberá tener en cuenta por parte del transportista aquellas ERM/EM en las que se tenga la incertidumbre de que los caudales puedan estar desvirtuados por encontrarse fuera de su rango de medidas, debiéndose analizar conjuntamente entre transportista y el transportista/distribuidor el perfil de consumo para determinar si se encuentra en mínimos la ERM/EM.

10.2.4.3 Determinación del grado de infrautilización.

Una ERM/EM deberá estar trabajando en la medida de lo posible tanto por encima del caudal de transición (Q_t) como por encima del caudal mínimo (Q_{min}).

Se establecen los siguientes grados de mínimos de ERM/EM:

- Grado 3 (G3-Alerta).
- Grado 2 (G2-Precaución).
- Grado 1 (G1-Vigilar).

Dichos grados de mínimos de ERM/EM se definen de acuerdo a los caudales horarios calculados previamente, de modo que una ERM/EM se incluirá en alguno de los grados anteriores cuando se verifique que se cumplen las condiciones que se establecen en la siguiente tabla:

<u>Grado de infrautilización</u>	<u>Condiciones</u>		
		$Q_{m\acute{a}x} < Q_{m\acute{i}n}$	$Q_{1660} < Q_{transici\acute{o}n}$
	<u>contador</u>	<u>contador</u>	
	√		



<u>G3 Alerta</u>		√	√
<u>G2 Precaución</u>			√
<u>G1 Vigilar</u>		√	

10.2.4.4 Definición de las acciones/actuaciones a realizar.

Aquellas ERM/EM cuyos consumos de gas natural no se adecuan al consumo de gas natural previsto en diseño, requerirán de actuaciones para adaptarlas a su nuevo rango de funcionamiento. Dichas actuaciones son necesarias para garantizar el correcto funcionamiento de las ERM/EM.

En los casos indicados en que se detecte que el contador está trabajando fuera del rango para el que estaba previsto, las acciones posibles a valorar serán:

- En caso de redes malladas: Adopción de medidas en las redes de la ERM/EM por parte de los responsables de la explotación de dicha red en caso de ser posible.
- Retardo de presión de líneas.
- Sustitución del contador por uno de rango adecuado, o en todo caso, por el de menor rango posible sin necesidad de obra mecánica.
- Adopción de acuerdos provisionales entre los responsables de explotación de la red aguas abajo y arriba del contador.
- Presurización de la red situada aguas abajo.
- Realización de modificaciones en la ERM/EM en aquellos supuestos en que no sea técnicamente posible el resto de opciones.

10.2.5 Informe de propuestas de adecuación de ERM/EM.

El transportista o distribuidor titular de una ERM/EM enviará al GTS, anualmente, un estudio sobre el estado actual de utilización de las ERM/EM de su titularidad, según los criterios establecidos en este capítulo, indicando el grado de saturación o infrautilización, así como las propuestas de adecuación que puedan ser necesarias.



1. Antes del 1 de abril el titular de las ERM/EM enviará los formularios de información incluidos en el anexo a los titulares de las redes conectadas aguas abajo.

2. Por otro lado, el transportista o distribuidor enviará al transportista o distribuidor titular de las ERM/EM a las cuales están conectadas sus redes, anualmente, antes del 1 de mayo, para los dos años siguientes, la siguiente información correspondiente a la red aguas abajo de la ERM/EM:

– Estimaciones de crecimiento o decrecimiento de su red.

– Predicción de variaciones significativas en el consumo de gas natural y/o número de puntos de suministro conectados a su red, incluyendo su justificación. Estas variaciones vendrán por conexión de nuevos clientes, por desconexión de clientes existentes, por incrementos o decrementos de consumo industrial existente o por conexión de plantas de producción de otros gases.

En aquellos casos en los que se observe un incremento/decrecimiento significativo en las previsiones de consumo en una red aguas abajo de la ERM/EM, el titular de las infraestructuras aguas abajo facilitará al operador aguas arriba las previsiones de Qmax para los dos próximos periodos evaluación.

Con esta información, el titular aguas arriba calculará los caudales Q80, Q160, Q830 y el Q1660 y sus respectivas variaciones para los dos próximos periodos aplicando la variación prevista en los Qmax de los próximos periodos con respecto al último periodo real.

Asimismo, el titular de la ERM/EM podrá solicitar la información adicional que considere relevante en cada caso al titular interconectado, y éste podrá suministrar información adicional sobre las redes que considere oportunas.

En los casos en los que no se remitan previsiones al tratarse de crecimientos o decrecimientos vegetativos, el titular de la ERM/EM considerara un valor de 0.

El transportista, o distribuidor titular de una ERM/EM transmitirá el resultado de aquellas ERM/EM que presenten cualquier grado de saturación/infrautilización al transportista o distribuidor aguas abajo, requiriéndole una previsión de consumos para los siguientes 5 años de aquellas posiciones en las que se proponen soluciones a la saturación/ infrautilización, que permita al transportista o distribuidor titular de una ERM/EM garantizar que la solución propuesta es adecuada para dicho periodo.

3. Posteriormente le enviará el informe de saturación/infrautilización antes del 1 de julio. El titular interconectado deberá responder por escrito a dicho informe antes del 1 de septiembre incluyendo todo lo que considere relevante para las ERM/EM saturadas/ infrautilización.

4. Una vez recibida la respuesta por parte del titular interconectado, el transportista, o distribuidor titular de una ERM/EM que conecte con una red de transporte, elaborará un



informe final. Dicho informe será remitido por parte del transportista al GTS, a la CNMC, a la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y al titular interconectado antes del 30 de septiembre de cada año.

El informe de propuestas de adecuación de ERM/EM incluirá, al menos, los aspectos siguientes:

- Estado actual de utilización/mínimos de la ERM/EM incluyendo $Q_{\text{máx}}$, $Q_{80 \text{ horas}}$, $Q_{160 \text{ horas}}$, Q_{830} y Q_{1660} .
- Información sobre la demanda actual, incluyendo la demanda media y la demanda punta horarias durante el período invernal precedente, y las previsiones de incremento para los dos próximos períodos invernales o en los periodos de máximo funcionamiento anual consumo asociado a su red de transporte, en las redes conectadas a las ERM/EM en que fuera necesario realizar adecuaciones.
- Información sobre la demanda actual, incluyendo la demanda media y la demanda punta horarias durante el periodo de análisis definido precedente, y las previsiones de incremento/decremento para los dos próximos ejercicios, en las redes conectadas a las ERM/EM en que fuera necesario realizar adecuaciones por contaje por debajo del rango de medida de los contadores.
- Estado previsto de saturación/mínimos de ERM/EM en los dos años siguientes, incluyendo $Q_{\text{máx}}$, Q_{medio} , $Q_{80 \text{ horas}}$ y $Q_{160 \text{ horas}}$, Q_{7100} y Q_{7930} existente y la variación esperada de la demanda.
- Propuesta de acciones a realizar, con su valoración económica (modificaciones, ampliaciones, nuevas instalaciones) u otras soluciones que no incluyan nuevas inversiones, así como cualquier otra información que el transportista considere relevante, tales como los riesgos operativos e incidencias derivadas de la situación de saturación/mínimos).
- Relación de medidas ya realizadas en el pasado como medida para mejorar los estados de saturación o mínimos.
- Consideraciones adicionales enviadas por el titular interconectado en cada ERM/EM saturada/mínimos, si las hubiera, así como su justificación técnica en caso de no conformidad con la acción indicada por el transportista (o distribuidor titular de una ERM/EM que conecte con una red de transporte) para solventar la saturación en la ERM/EM

En dicho informe de propuestas de adecuación de ERM/EM se incluirán cumplimentadas las tablas 1.1, 1.2 y 1.3 recogidas en el anejo. Cuando fuera necesario, el GTS actualizará los formatos de dichas tablas, y se los remitirá a transportistas y distribuidores con la suficiente antelación para su cumplimentación.



Para el caso de aquellas ERM/EM que sean titularidad del transportista, y su funcionamiento no dependa de un titular interconectado ni del propio transportista de la red, sino de la operación del propio sistema gasista, será el GTS quien, definido el grado de saturación de la ERM, confirmara la necesidad de la acción propuesta y lo justificara debidamente en el documento.

El transportista o distribuidor aguas abajo de la ERM/EM podrá incluir un desglose de la demanda indicando cual corresponde al consumo generado por los puntos de consumo conectados a las redes de transporte y distribución aguas abajo y cuál es la demanda por operación del sistema (motivada, por ejemplo, por presurizaciones/despresurizaciones de la red troncal).

En el caso de saturación, se incluirán propuestas de acciones a realizar en las ERM/EM cuyo estado previsto de saturación en alguno de los dos años siguientes sea de grado 3. Además, se incluirán propuestas para las ERM/EM que en el año actual están en grado 2, y durante los dos próximos años tengan un estado de saturación previsto de grado 2.

En el caso de infrautilización, se incluirán propuestas de acciones a realizar en las ERM/EM cuyo estado previsto de infrautilización para los siguientes tres años sea de grado 3. Además, se incluirán propuestas para las ERM/EM que en el año actual están en grado 2, y durante los próximos cinco años tengan un estado de infrautilización previsto de grado 2.

En caso de no cumplirse las previsiones de saturación durante 2 años y/o las de infrautilización durante 3 años, el distribuidor o transportista interconectado, deberá informar con documentación acreditativa al distribuidor o transportista titular de la red, donde se justifique porque el grado de saturación/infrautilización resultante ha sido superior al previsto.

Asimismo, como criterio general, entre las actuaciones posibles sobre una ERM/EM existente que se encuentre fuera de rango/mínimos, siempre se propondrá la opción más económica siempre que sea técnicamente posible, salvo que aspectos de vulnerabilidad de la red de distribución conectada aconsejen un punto alternativo de suministro.

5. El GTS incluirá su valoración y consideraciones en el informe recibido por parte de los transportistas, y enviará antes del 31 de octubre dicho informe a la CNMC, a la Secretaria de Estado de Energía del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, así como a los transportistas y distribuidores afectados.

El GTS informará previamente a los transportistas y distribuidores afectados de la propuesta a enviar al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico en el caso de cambios, con el fin de recabar información de detalle y valorar posibles soluciones técnicas o de operación para aquellas instalaciones sobre las que haya propuestas de adecuación.

El GTS compartirá estas propuestas, su estimación económica y valoración con cada transportista con el objeto de colaborar en la definición e idoneidad de las acciones propuestas.



En aquellos casos en los que ambas partes estén conformes con lo recogido en el informe para cada caso particular de saturación/infrautilización, será reflejado en el informe y posteriormente se llevarán a cabo las acciones necesarias por el transportista y/o titular interconectado, con objeto de poder así solucionar los problemas de saturación o infrautilización.

En aquellos casos en los que las partes no estén conformes con lo recogido en el informe para cada caso particular de saturación/infrautilización, la CNMC resolverá la discrepancia en el plazo máximo de 6 meses desde la recepción del informe final.

Para la resolución de dicha discrepancia la CNMC se servirá de la información contenida en el informe final recibido por parte del GTS, así como cualquier aclaración que requiera de las partes y del GTS.

10.2.6 Seguimiento mensual de ERM/EM.

De cara a realizar un seguimiento mensual del análisis de Saturación de ERMs/EMs recogidas en el último informe anual de saturación se incluye un nuevo concepto denominado saturación mensual.

Este seguimiento, a realizar por el GTS, trata de reflejar el riesgo de las posiciones que han presentado cualquier grado de saturación comunicado por el transportista en el último informe de saturación en el que incurriría una ERM/EM debido al perfil de su demanda para aquellas instalaciones que hayan obtenido un resultado G3 y G2 en el último informe anual de saturación.

Para cada categoría, mensualmente, se procederá a calcular el estado de saturación del último mes en cada ERM/EM definida que apareciese reflejada en el informe anual. Cada una de ellas, llevara asociado un indicador de riesgo de garantía de suministro.

Dicho indicador se basará en el caudal máximo registrado durante el mes evaluado, tomando los valores de las siguientes tablas de aquellas instalaciones identificadas con grado de saturación G3 y G2 en el último informe anual.

Este informe será enviado mensualmente al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, a la CNMC y a los agentes afectados

	Porcentaje de utilización de la capacidad de la EM/ERM				
Número de líneas ERM/EM	0%-80%	80%-100%	100%-115%	115%-150%	150%-200%
1+1	0	1	2	3	4



Porcentaje de utilización de la capacidad de la EM/ERM					
Número de líneas ERM/EM	0%-80%	80%-100%	100%-108%	108%-125%	125%-150%
2+1	0	1	2	3	4

Porcentaje de utilización de la capacidad de la EM/ERM					
Número de líneas ERM/EM	0%-80%	80%-100%	100%-105%	105%-117%	117%-133%
3+1	0	1	2	3	4

Resultado	Clasificación del riesgo
4	Riesgo máximo
3	Riesgo muy alto
2	Riesgo alto
1	Riesgo bajo
0	Sin riesgo

10.3 Cargaderos de Cisternas.

10.3.1 Capacidad de Cargaderos Cisternas.

El cálculo de la capacidad operativa se debe realizar de acuerdo con la Resolución de la CNMC por la que se establece la normativa de gestión técnica del sistema sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos.

Un aspecto relevante que puede limitar la capacidad de carga de una cisterna es su temperatura, es decir, si la cisterna está caliente o fría.



Las capacidades de carga de cisternas en las diferentes plantas de regasificación del sistema gasista, están publicadas entre otros en la página web de Enagás GTS, en el documento de Rangos Admisibles.

10.3.2 Definición de los criterios de saturación de Cargaderos de Cisternas.

10.3.2.1 Período de evaluación.

Con carácter general, el período durante el cual se ha de evaluar el estado de saturación de los cargaderos de cisternas corresponderá con el año gasista, considerando como tal el comprendido entre el día 1 de octubre y el 30 de septiembre del año anterior, ambos inclusive, equivalente a 365 días de muestreo (366 días en año bisiesto).

10.3.2.2 Cargas diarias de cisternas para determinar el grado de saturación.

Las cargas se clasifican como:

- Carga máxima diaria ($C_{m\acute{a}x}$): máximo del número de cargas diarias registradas en cada terminal durante el período de evaluación, expresado en número de cisternas/día.
- Carga 15 días ($Q_{15 \text{ días}}$): mínimo del número de cargas diarias registradas en cada terminal durante los 15 días de mayor número de cargas del período de evaluación, expresado en porcentaje de la capacidad máxima en número de cisternas/día.
- Carga 10 días ($Q_{10 \text{ días}}$): mínimo del número de cargas diarias registradas en cada terminal durante los 10 días de mayor número de cargas del período de evaluación, expresado en porcentaje de la capacidad máxima en número de cisternas/día.
- Carga media (C_{medio}): media del número de cargas diarias que han existido en cada terminal durante el período de evaluación.

Todos estos valores se calcularán sobre la base del funcionamiento de los cargaderos de las terminales suponiendo operación normal con disponibilidad las 24 horas, los 7 días de la semana.

10.3.3 Determinación del grado de saturación.

Se establecen los siguientes grados de saturación en los cargaderos de cisternas:

- Grado 3 (G3-Alerta).
- Grado 2 (G2-Precaución).
- Grado 1 (G1-Vigilar).

El grado de saturación se determinará a nivel de planta considerando la capacidad nominal de carga del conjunto de cargaderos de la terminal. El grado de saturación se define en función de las variables calculadas previamente, de modo que una planta de regasificación



se incluirá en alguno de los grados anteriores cuando se verifique que se cumplen las condiciones que se establecen en la siguiente tabla:

Grado de saturación	Condiciones		
	$C_{m\acute{a}x} > \text{Capacidad nominal}$	$C_{10 \text{ días}} > 90\% \text{ Capacidad nominal}$	$C_{15 \text{ días}} > 85\% \text{ Capacidad nominal}$
G3 Alerta	√	√	√
	√	√	
G2 Precaución	√		√
		√	√
G1 Vigilar		√	
			√

10.3.4 Actuaciones a realizar en caso de cargaderos de cisternas saturadas/infrautilizadas.

Aquellas terminales que se encuentren en estado de saturación, en el caso de que los mecanismos de gestión de congestiones vigentes no lo disminuyan, son susceptibles de requerir soluciones para atender la demanda. Entre ellas, se debe valorar:

- Medidas operativas que se puedan acordar entre los diferentes agentes para mitigar la congestión en periodos de mayor afluencia redistribuyendo las cargas en la propia terminal saturada, en periodos de mayor afluencia.
- Incremento de la capacidad de carga de cisternas de la terminal saturada.

10.3.5 Análisis de las infraestructuras.

Se analizarán de forma conjunta los cargaderos de cada instalación realizando un análisis del estado de funcionamiento pasado y futuro, de acuerdo a las previsiones de actividad de los cargaderos de cisternas.

En tanto en cuanto la situación de los cargaderos se encuentre en un estado de no saturación, tanto en el funcionamiento a pasado como en el previsto en los próximos ejercicios, estos análisis se realizarán con una periodicidad de dos años.



Si el titular de las instalaciones detectara cualquier desvío o cambio reseñable en las condiciones del grado de saturación, podrá realizar dicho análisis con periodicidad anual.

En caso de que en los análisis anteriores se concluya que existe o puede existir un determinado grado de saturación de las infraestructuras se elaborará un informe de propuestas como se describe a continuación.

10.3.6 Análisis del estado actual de funcionamiento de los cargaderos de cisternas.

Cada operador de instalaciones de carga de cisternas elaborará un estudio de funcionamiento de sus cargaderos de cisternas, según los criterios establecidos en este capítulo.

Este análisis se extenderá a los dos ejercicios inmediatamente anteriores y en él se indicará el funcionamiento de los cargaderos de cisternas y el grado de saturación de los cargaderos de cisternas, si fuese el caso.

10.3.7 Análisis del estado futuro de funcionamiento de los cargaderos de cisternas.

Para cada instalación de carga de cisternas, el titular de la infraestructura solicitará a las distribuidoras y comercializadores con contrato vigente las previsiones de funcionamiento para el servicio de carga de cisternas para los dos siguientes ejercicios.

Antes del 15 de junio de cada año en el que sea necesario realizar el análisis, las empresas distribuidoras y comercializadoras enviarán sus previsiones de consumo. Esta información deberá estar desglosada por instalación de carga y deberá tener un alcance diario (cisternas cargadas/día). Los operadores titulares de la instalación podrán solicitar información adicional que considere relevante para llevar a cabo su análisis, como la actividad o destino de dichas cargas.

Con esta información el titular de las instalaciones de carga determinará el grado funcionamiento de los cargaderos de cisternas y el grado de saturación, si fuese el caso, así como una propuesta de acciones que considere oportuna.

10.3.8 Informe destinos satélite monocliente.

Antes del 31 de diciembre de cada año en el que se lleve a cabo el análisis, y siguiendo la metodología anteriormente descrita, cada titular de instalación de carga de cisternas remitirá al GTS (GTS) y a la CNMC, a la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico un informe de propuestas de adecuación que incluirá, al menos, los siguientes aspectos:

- Estado actual de funcionamiento y saturación de los cargaderos, incluyendo las variables descritas en el presente documento, de los dos ejercicios anteriores.
- Previsión de funcionamiento y grado de saturación, si aplica, de las instalaciones de carga de cisternas para los dos siguientes ejercicios.



- Propuesta de acciones a tomar.
- Consideraciones adicionales, si las hubiera, que el titular de las instalaciones considere relevante.

Partiendo de lo anterior, el GTS analizará la información remitida por los titulares de las instalaciones de carga de cisternas y podrá elaborar un informe con su valoración que irá destinado a la CNMC, a la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, y al titular de la instalación de carga de cisternas, antes del 30 de octubre.



ANEXO

Solicitud actuación en ERM/EM

Posición: XX

Nombre: XXX

Ubicación: Gasoducto XXXX

Tabla 1.1. Descripción de la instalación/actuación propuesta	Actual	Propuesta (año n+1)	Propuesta (año n+2)	Propuesta (año n+3)	Propuesta (año n+4)
Tipo contador instalado	√	√	√		
Tipo regulador instalado	√	√	√		
Nº líneas (incluida reserva)	√	√	√		
Máxima capacidad de medida (Nm ³ /h)	√	√	√		
Máxima capacidad de regulación (Nm ³ /h)	√	√	√		
Nueva ERM por saturación (Si / No)		√	√		

opcional

Tabla 1.2. Información Demanda contratada de la posición XX	Actual	Año n+1	Año n+2	Año n+3	Año n+4
Q _{máx} (Nm ³ /h)	√	√	√		
Q _{80h} (Nm ³ /h)	√	√	√		
Q _{160h} (Nm ³ /h)	√	√	√		
Grado de saturación sin ampliación	√	√	√		

opcional

Tabla 1.3. Información Demanda prevista de la posición XX (incluida la contratada)	Año n+1	Año n+2
Q _{máx} (Nm ³ /h)	√	√
Q _{80h} (Nm ³ /h)	√	√
Q _{160h} (Nm ³ /h)	√	√
Grado de saturación sin ampliación	√	√



11 Capítulo 11 «Nuevas instalaciones en el sistema gasista»

11.1 Objeto.

El objeto de este capítulo es establecer las medidas generales de coordinación y comunicación que deberán adoptar los operadores de las instalaciones, distribuidores, transportistas y el GTS en relación a la incorporación de nuevas instalaciones en el sistema gasista para garantizar la correcta integración de las plantas de producción de otros gases, así como establecer el procedimiento para proponer actuaciones de adecuación técnica necesarias.

11.2 Requisitos generales para la integración de nuevas instalaciones en el sistema gasista.

Las nuevas instalaciones que se integren en el sistema gasista o que se conecten al mismo:

- Deberán cumplir la normativa técnica vigente de construcción, puesta en marcha, operación y mantenimiento.
- Serán técnica y operativamente compatibles con las instalaciones de los operadores de otras instalaciones a las que están conectadas las suyas.
- Se mantendrán en buen estado de funcionamiento y serán operadas de manera compatible con las instalaciones de los operadores de otras instalaciones a las que están conectadas las suyas.
- Serán accesibles para el personal técnico de los operadores de otras instalaciones a las que están conectadas las suyas según los términos acordados en los contratos y manuales de operación.
- Contarán en todo momento con la capacidad necesaria para cubrir adecuadamente los compromisos de servicio adquiridos.

11.3 Criterios de viabilidad para proyectos de inyección de otros gases.

El impacto de la instalación en el cálculo de la capacidad del sistema de transporte, en redes de distribución o en redes de transporte secundario deberá calcularse y publicarse de acuerdo con la Resolución, de 10 de noviembre de 2022, de la CNMC, por la que se establece la normativa de gestión técnica del sistema sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos.

11.4 Definición de acciones a realizar en caso de proyectos con fecha de puesta en marcha anterior al 31 de diciembre del año siguiente.

Con objeto de garantizar la correcta integración de las nuevas plantas de producción de otros gases en el PVB, es necesario conocer con suficiente antelación la fecha de inicio de operación, así como la posición de inyección y los caudales estimados que se introducirán en la red.

Con carácter general, antes del 31 de julio de cada año, cada transportista y distribuidor enviará al GTS un informe de proyectos de inyección que incluirá, al menos, aquellos proyectos de inyección de otros gases cuya fecha de puesta en marcha prevista esté comprendida entre la fecha de envío y el 31 de diciembre del siguiente año. En dicho informe se incluirá cumplimentada la tabla 1 incluida en el anejo. Cuando fuera necesario, el GTS



actualizará los formatos de dichas tablas, y se los remitirá a transportistas y distribuidores con la suficiente antelación para su cumplimentación.

El GTS podrá solicitar, en el caso de que lo considere necesario, información adicional al transportista o distribuidor y, a su vez, el transportista/distribuidor podrá aportar la información adicional que considere oportuna y de modo confidencial directamente al GTS.

11.5 Definición de acciones a realizar en caso de proyectos con fecha de puesta en marcha posterior al 31 de diciembre del año siguiente.

Con carácter general, antes del 31 de julio de cada año, cada transportista y distribuidor enviará al GTS un informe de potenciales proyectos de inyección a medio y largo plazo, que incluirá aquellos proyectos de inyección de otros gases, cuya fecha de puesta en marcha prevista sea posterior al 31 de diciembre del siguiente año.

En dicho informe se incluirá cumplimentada la tabla 2 incluida en el anejo. Cuando fuera necesario, el GTS actualizará los formatos de dichas tablas, y se los remitirá a transportistas y distribuidores con la suficiente antelación para su cumplimentación.

El GTS podrá solicitar, en el caso de que lo considere necesario, información adicional al transportista o distribuidor y, a su vez, el transportista/distribuidor podrá aportar la información adicional que considere oportuna y de modo confidencial directamente al GTS.

11.6 Análisis de integración de la inyección de otros gases.

Con el conjunto de los datos recibidos por parte de los transportistas y distribuidores, el GTS elaborará un informe final, que incluirá un análisis de impacto sobre la integración de estos nuevos puntos de inyección, el efecto sobre la utilización de la red de transporte y realizará, si fuesen necesarias, propuestas de adecuación técnica, y su estimación económica. Dicho informe se remitirá a la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico antes del 30 de septiembre de cada año.

11.7 Adaptación de los Sistemas de la Información.

El GTS adaptará los sistemas de la información necesarios para la correcta integración de cada uno de los nuevos puntos de inyección cuando éstos entren en operación.



ANEJO

Tabla 1. Proyecto de inyección en red de otros gases con horizonte corto plazo (2 años)

Nombre del proyecto:		
Ubicación (municipio y provincia):		
Operador de la planta de producción:		
Operador de la red:		
Fecha de puesta en marcha prevista:		
Presión de entrega (bar):		
Potencia de la instalación (kW):		
Producción (GWh/a):		
Capacidad de entrada (kWh/d):		
Punto de inyección		
Inyección en	Red de transporte troncal	(s/n)
	Red de transporte secundario	(s/n)
	Red de distribución	(s/n)
Gasoducto/Red de distribución:		
Punto de inyección/posición de inyección:		
Posición de cabecera en red: (si inyección en distribución)		
Conexión con plataforma de certificados de origen		
Conexión con plataforma de certificados de origen	(s/n)	
En caso afirmativo	Código CIL:	
	Código de Unidad Física (UFI):	
	Garantías de origen para exportación	(s/n)
Tecnología		
Biometano		



	Digestión Anaerobia	EDAR	(s/n)
		RSU	(s/n)
		Residuos Agropecuarios	(s/n)
	Gasificación de biomasa	(s/n)	
Hidrógeno			
	Conexión a red eléctrica	(s/n)	
	Generación off-grid	(s/n)	
Otro	(s/n) – detallar origen		
Calidad de gas (rango o valor medio esperado):			
PCS (kWh/m3)			
Índice de Wobbe (kWh/m3)			
Metano (mol %)			
Hidrógeno (mol %)			
O2 (mol %)			
CO (mol %)			



Tabla 2. Proyecto de inyección en red de otros gases con horizonte medio y largo plazo (superior a 2 años)

Nombre del proyecto:			
Ubicación (municipio y provincia):			
Operador de la planta de producción:			
Operador de la red:			
Fecha de puesta en marcha prevista:			
Presión de entrega (bar):			
Potencia de la instalación (kW):			
Producción (GWh/a):			
Punto de inyección			
Inyección en	Red de transporte troncal	(s/n)	
	Red de transporte secundario	(s/n)	
	Red de distribución	(s/n)	
Tecnología			
Biometano			
Digestión Anaerobia	EDAR	(s/n)	
	RSU	(s/n)	
	Residuos Agropecuarios	(s/n)	
Gasificación de biomasa		(s/n)	
Hidrógeno			
Conexión a red eléctrica		(s/n)	
Generación off-grid		(s/n)	
Otro	(s/n) – detallar origen		



12 Capítulo 12 «Propuestas de actualización, revisión y modificación de NGTS»

12.1 Objeto.

El presente capítulo tiene como objeto definir el procedimiento de elaboración de propuestas de actualización, revisión y modificación de las NGTS competencia del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, a instancia de los sujetos que actúan en el sistema gasista, de acuerdo a lo establecido en el artículo 65 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

Para realizar las propuestas que se requieran para propiciar un funcionamiento óptimo del sistema gasista y garantizar la continuidad, calidad y seguridad del suministro de gas natural, el GTS coordinará un grupo de trabajo denominado Comité de Gestión Técnica.

12.2 Funciones del Comité de Gestión Técnica.

El Comité de Gestión Técnica tendrá como función principal recibir, estudiar y elaborar las propuestas de actualización, revisión y modificación de estas NGTS y de creación de nuevas NGTS cuya materia sea competencia del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, a iniciativa del GTS o del resto de sujetos del sistema gasista. Estas propuestas serán remitidas por este comité a la Dirección General de Política Energética y Minas de este ministerio, para su aprobación.

Asimismo, el Comité de Gestión Técnica, sin perjuicio de las competencias del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, de la CNMC respecto al GTS, y del propio GTS, tendrá las siguientes funciones:

- a) Recopilar y difundir la legislación europea y nacional relativa a la gestión técnica del sistema gasista.
- b) Colaborar con el GTS en la elaboración de procedimientos necesarios para la implantación de la normativa técnica vigente.
- c) Elaborar, en colaboración con el GTS, los estudios que le sean encargados por la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.
- d) Promover la integración de gases renovables en el sistema gasista.
- e) Ser informado de la implantación que realiza el GTS de la nueva legislación relativa a la gestión técnica del sistema gasista.
- f) Conocer, a través del GTS, las incidencias que hayan tenido lugar en el funcionamiento del sistema gasista, y asesorar al GTS, en la resolución de las mismas.
- g) Ser informado por el GTS de la evolución de los desarrollos en la plataforma de acceso al sistema gasista SL-ATR y de sus incidencias, así como de la evolución de otros canales de comunicación con el sector (página web).
- h) Asesorar al GTS en los aspectos de la gestión técnica del sistema gasista que, a juicio del GTS, requieran coordinación con los agentes.



- i) Otras funciones encargadas por la legislación relativa a la gestión técnica del sistema gasista.

12.3 Composición del Comité de Gestión Técnica.

El Comité de Gestión Técnica estará compuesto de miembros permanentes y miembros invitados.

a) Miembros permanentes:

Son aquellos que tienen plena capacidad de participación en las reuniones del Comité de Gestión Técnica, sin estar sujetos por tanto a las limitaciones que se establezcan para los miembros invitados.

A su vez se distingue entre los siguientes:

i) Miembros permanentes de designación directa.

Son aquellos designados de forma voluntaria y directa por cada uno de los agentes que participan en las siguientes categorías relacionadas con el ámbito material del Comité de Gestión Técnica: GTS, TSO, CNMC, Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Corporación de Reservas de Productos Petrolíferos, Mercado Organizado de Gas y GTS Eléctrico.

No obstante, y sin perjuicio de lo establecido en el párrafo siguiente, aquellas empresas que participen en dos o más categorías únicamente podrán designar un miembro en una de ellas, a su elección.

En aquellos casos en que varias empresas desarrollen sus actividades dentro de un mismo grupo empresarial, según lo establecido en el artículo 42 del Código de Comercio o aquellos que revistan forma jurídica equivalente en el país origen de la sociedad, el derecho de designación directa será único para todo el grupo empresarial.

En caso de que un agente con derecho a designación directa de un miembro permanente no ejerza el mismo, su plaza quedará desierta.

Las diferentes categorías son las siguientes:

- Un presidente designado por el GTS.
- Un vicepresidente designado por el GTS, y que ejercerá las funciones de presidente en ausencia de éste.
- Un vocal designado por cada gestor de red de transporte (TSO).
- Un vocal designado por la CNMC.
- Un vocal designado por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.
- Un vocal designado por la Corporación de Reservas Estratégicas.
- Un vocal designado por el operador del Mercado Organizado de Gas.
- Cuando sea convocado, un vocal designado por el GTS Eléctrico.



- Un secretario designado por el GTS.

ii). Miembros permanente elegidos por votación.

Son aquellos elegidos mediante el sistema de votación descrito en el apartado 12.3.1., y serán los siguientes:

- Dos vocales elegidos por y entre los titulares de las plantas de regasificación, excluyendo a los gestores de la red de transporte.
- Un vocal elegido por y entre los titulares de redes de transporte, excluyendo a los gestores de la red de transporte. En el caso de grupos empresariales que incluyan empresas de distribución, no se incorporará ninguna de esas empresas en esta categoría.
- Cinco vocales elegidos por y entre los distribuidores. Solamente habrá un vocal de esta categoría por grupo empresarial.
- Seis vocales elegidos por y entre los comercializadores.
- Un vocal elegido por y entre los consumidores directos en mercado.
- Un vocal elegido por y entre los consumidores industriales conectados a redes de presión superior a 16 bar.

b) Miembros invitados.

Adicionalmente a los miembros permanentes, podrán participar en el Comité de Gestión Técnica como miembros invitados, una persona por cada grupo empresarial del resto de agentes del sistema y el resto de las plataformas de mercado que tengan suscrito un protocolo de colaboración con el GTS. También serán miembros invitados los suplentes de los miembros permanentes u otra persona designada por estos. Los miembros invitados podrán asistir a las reuniones de manera telemática, pudiendo interactuar con el grupo por escrito por el medio que el GTS habilite en la plataforma telemática de reunión. Puntualmente, en los asuntos que el Comité de Gestión Técnica así lo decida, también podrán participar verbalmente.

Con objeto de gestionar de manera adecuada el acceso a cada reunión, los miembros invitados que deseen asistir a cada reunión, deberán solicitarlo al secretario con una semana de antelación por los medios que establezca el GTS.

Con carácter excepcional, y por invitación del GTS o a petición de tres miembros permanentes, se podrá invitar a sujetos no miembros del Comité de Gestión Técnica con el fin de informar sobre materias concretas. Estas invitaciones deberán ser identificadas por sociedad u organización y específicas para cada reunión.

12.3.1 Elección de los miembros permanentes elegidos por votación.

Para votar o ser votado en la elección de los vocales permanentes de los grupos de titulares de plantas de regasificación, transportistas, distribuidores, comercializadores, consumidores directos en mercado y consumidores industriales conectados a redes de presión superior a 16 bar a los que se refiere el apartado anterior deberá haberse demostrado actividad efectiva en la categoría correspondiente durante los doce meses anteriores al de elección.



En el caso de comercializadores, la actividad efectiva se demostrará mediante las ventas a consumidores finales o a otros comercializadores.

En el caso de consumidores directos en mercado la actividad efectiva se demostrará mediante la contratación de la capacidad de acceso a la instalación de transporte o distribución a la que estén conectados, quedando excluidos aquellos que simultáneamente hayan realizado ventas de gas, que hayan suscrito un contrato de suministro ordinario con un comercializador o que no hayan realizado consumo efectivo de gas en el período.

Las plazas desiertas en una categoría no podrán adicionarse a ninguna otra.

En ningún caso podrá participar como miembro permanente elegido por votación más de una empresa que pertenezca al mismo grupo empresarial.

Cada miembro permanente será designado por un período de dos años y deberá designar para el mismo período un vocal titular y un suplente.

La composición del Comité de Gestión Técnica se modificará cada dos años el 1 de abril. Para ello, el GTS elaborará un procedimiento de elecciones de renovación, que presentará en el Comité de Gestión Técnica, al menos con tres meses de antelación a la fecha de renovación, para comentarios. El procedimiento definitivo será publicado en la web del GTS. En el proceso de elección de los vocales, cada grupo empresarial, en cada categoría en la que participe, podrá emitir un voto. Todos los votos de todos los grupos empresariales tendrán el mismo peso.

Los resultados del proceso de elección de los vocales serán comunicados por el presidente del Comité de Gestión Técnica al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y a la CNMC, detallando las empresas que han participado, cómo se ha desarrollado el proceso y los resultados.

12.3.2 Funcionamiento del Comité de Gestión Técnica.

El Comité de Gestión Técnica se reunirá mensualmente. Al objeto de facilitar la asistencia, el calendario de reuniones regulares se fijará anualmente. El secretario convocará reuniones con carácter extraordinario por decisión del presidente o a petición de más de cinco miembros permanentes.

Se considerará válida cualquier reunión del Comité de Gestión Técnica a la que asistan más de siete vocales permanentes.

Para poder llevar a cabo cualquier sustitución de un miembro del Comité de Gestión Técnica, ésta se deberá comunicar al secretario con anterioridad a la celebración de la reunión, siempre que el representante que lo sustituya sea diferente del suplente. En caso de no poder asistir ni el vocal titular ni el suplente, los vocales podrán delegar su representación en otro miembro del Comité, aunque siempre con comunicación previa al secretario.

La convocatoria de reunión se realizará por correo electrónico que se remitirá a todos los miembros con un mínimo de una semana de antelación, salvo urgencia debidamente justificada. La convocatoria será realizada por el secretario. A la convocatoria se acompañará el orden del día, en el que se harán constar los asuntos a tratar en la sesión correspondiente, y en la medida de lo posible, la documentación complementaria de los asuntos a tratar.



Deberá incluirse en el orden del día de una sesión, cualquier asunto cuando así sea solicitado por un miembro del Comité de Gestión Técnica, el cual deberá remitir por escrito al secretario para su inclusión con 48 horas de antelación al envío de la convocatoria.

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico podrá oponerse a la inclusión en el orden del día de cualquier punto que, según su criterio, implique una extralimitación en el ejercicio de las facultades legal o reglamentariamente atribuidas al Comité de Gestión Técnica. El presidente del Comité de Gestión Técnica consignará dicha circunstancia en el propio Orden del día que será incorporado al acta de reunión.

Como norma general solamente se tratarán los asuntos que figuren en el orden del día, salvo que los miembros permanentes del Comité de Gestión Técnica justifiquen la urgencia del asunto. Una vez celebrada la reunión del Comité de Gestión Técnica, el secretario redactará el acta de la misma y la enviará a todos los miembros para su conformidad o comentarios, con una semana de antelación a la siguiente reunión. El acta de cada reunión se aprobará definitivamente en la reunión siguiente. Las actas aprobadas, junto con la documentación presentada en las reuniones, serán publicadas por el GTS, para que estén accesibles para los sujetos con actividad en el sistema gasista, durante la semana posterior a su aprobación.

12.3.3 Proceso de elaboración de propuestas de modificación de NGTS.

Anualmente, durante el mes de octubre de cada año, el GTS presentará una propuesta de plan anual de trabajo del Comité de Gestión Técnica para el año siguiente, que incluirá el listado de propuestas de modificación para el año siguiente, así como con el calendario.

Cualquier sujeto del sistema gasista podrá presentar propuestas de modificación, revisión o actualización de las NGTS, para que se incluyan en dicho plan anual.

Antes de finalizar cada año, y una vez recabados comentarios a la misma, el GTS enviará el plan anual de trabajo del Comité de Gestión Técnica a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, así como los comentarios recibidos. Las propuestas deberán remitirse por escrito al secretario del Comité de Gestión Técnica, e indicarán claramente a qué capítulo de las NGTS se refiere y su finalidad, incluyendo, al menos: título, resumen, proponente, fecha, y cualquier información adicional necesaria.

En cualquier caso, si durante el año en curso, cualquier sujeto del sistema gasista propone nuevas necesidades, el Comité de Gestión Técnica valorará su inclusión en el plan anual de trabajo, considerando la urgencia o no de la misma, y el presidente lo comunicará a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

La redacción del texto de la propuesta podrá ser realizada directamente por el GTS o por un subgrupo de redacción encargado de elaborar el texto de la propuesta de actualización o modificación.

Los subgrupos de redacción elaborarán, además de la propuesta de modificación o actualización, un informe sobre la propuesta, en el que se podrán indicar, si procede:

- Las implicaciones de los cambios introducidos para la gestión del sistema.
- Las implicaciones económicas para los agentes afectados.



- Las implicaciones legales y para el marco regulatorio.
- Los costes asociados a su implantación.
- El impacto sobre el riesgo de la garantía de suministro del sistema.
- El impacto asociado a la descarbonización.
- Las alternativas existentes, y las posibles discrepancias en el seno del subgrupo de redacción.
- Un plan para su implantación, si fuera necesario.

Las propuestas serán presentadas para su análisis en una sesión del Comité de Gestión Técnica, dejando un periodo de revisión de las mismas de tres semanas. Una vez finalizado ese periodo de revisión, el GTS integrará y distribuirá los comentarios, incluyendo dicha propuesta en el orden del día de la siguiente reunión del Comité de Gestión Técnica para su debate y decisión con la propuesta a que se refiera, donde cada uno de los miembros permanentes podrán manifestar su opinión sobre las mismas para que posteriormente sean remitidas por el presidente en un plazo máximo de un mes a la Dirección General de Política Energética del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y a la CNMC, adjuntando las manifestaciones indicadas por los miembros permanentes del Comité de Gestión Técnica así como el extracto del acta de reunión del Comité de Gestión Técnica donde se ha debatido la propuesta, y todos los comentarios recibidos de los agentes.

12.3.4 Funcionamiento de los subgrupos de redacción.

En una misma sesión del Comité de Gestión Técnica, el presidente anunciará la creación de un nuevo subgrupo de redacción y designará un coordinador que dirigirá el subgrupo. En un plazo de diez días hábiles desde su designación, el coordinador invitará a formar parte del subgrupo a todos los miembros permanentes del Comité de Gestión Técnica y al sujeto que haya propuesto la revisión de la norma, sea o no miembro permanente del Comité de Gestión Técnica. Podrá formar parte del subgrupo de redacción cualquier agente del sistema gasista que lo haya solicitado al coordinador en el mismo plazo, sea o no miembro permanente del Comité de Gestión Técnica.

Los miembros permanentes del Comité de Gestión Técnica podrán asistir a cualquier reunión de todos los subgrupos. Con carácter excepcional y con funciones de apoyo técnico, el coordinador podrá invitar a participar a una reunión específica de un subgrupo de redacción a personas distintas a las anteriores, siempre que su experiencia relacionada con la materia encomendada así lo aconseje

No existirá inicialmente limitación al número de componentes en un subgrupo, sin embargo, si a criterio del coordinador se considerase que la alta participación hiciese al subgrupo poco operativo, éste fijará un número máximo. En cualquier caso, garantizará una representación equitativa de las empresas y la participación de los mejores expertos en la materia.

El subgrupo de redacción elaborará su informe y propuesta de modificación o actualización, en el plazo que indique el Comité de Gestión Técnica, que nunca será ni inferior a un mes ni superior a tres meses. Dicho informe se incluirá en el orden del día de la siguiente reunión del Comité de Gestión Técnica para su debate y decisión con la propuesta a que se refiera.